

RELAZIONE ANNUALE

STATO DEI SERVIZI 2024

VOLUME 1

RELAZIONE ANNUALE

STATO DEI SERVIZI 2024

VOLUME 1

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Stefano Besseghini	<i>Presidente</i>
Gianni Castelli	<i>Componente</i>
Andrea Guerrini	<i>Componente</i>
Clara Poletti	<i>Componente</i>
Stefano Saglia	<i>Componente</i>

Volume 1 - Indice

Capitolo 1

Contesto internazionale e nazionale

pag. 25

Mercati internazionali dei prodotti energetici	» 26
• Economia internazionale	» 26
• Mercato internazionale del petrolio	» 28
• Mercato internazionale del gas naturale	» 34
• Mercato internazionale del GNL	» 46
• Mercato internazionale del carbone	» 49
Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	» 52
Andamento dell'economia e del clima nel 2024	» 54
Prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nell'Unione europea	» 56
• Prezzi dell'energia elettrica	» 58
• Prezzi del gas	» 67
Domanda e offerta di energia in Italia	» 76
Scarsità idrica in Europa	» 78
Rifiuti urbani e assimilati in Europa	» 81

Capitolo 2

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

» 101

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2024	» 102
Mercato e concorrenza	» 105
• Struttura dell'offerta di energia elettrica	» 105
• Infrastrutture elettriche	» 119
• Mercato all'ingrosso	» 138
• Mercato dei Titoli di efficienza energetica	» 146
• Mercato finale della vendita	» 148
Prezzi e tariffe	» 197
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	» 197
• Prezzi del mercato al dettaglio	» 199
Qualità del servizio	» 209
• Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	» 210
• Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	» 213
• Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	» 218
• Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica	» 226

Capitolo 3

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

pag. 239

Domanda e offerta di gas naturale nel 2024	» 240
Mercato e concorrenza	» 244
• Struttura dell'offerta di gas	» 244
• Infrastrutture del gas	» 250
Mercato all'ingrosso del gas	» 272
• Mercato finale al dettaglio	» 285
• Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	» 304
Prezzi e tariffe	» 310
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	» 310
• Prezzi del mercato al dettaglio	» 318
• Condizioni economiche di riferimento	» 320
Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo nel servizio di tutela della vulnerabilità	» 323
Qualità del servizio	» 328
• Sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale	» 328
• Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	» 333
• Accertamenti delle imprese di distribuzione sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas	» 341
• Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas	» 343
• Qualità commerciale del servizio di vendita del gas naturale	» 347

Capitolo 4

Struttura, prezzi e qualità nel settore del telecalore

» 357

Struttura del mercato	» 358
• Stato di diffusione del servizio	» 358
• Caratteristiche dell'offerta	» 359
• Caratteristiche della domanda	» 362
• Operatori del servizio di telecalore	» 363
Prezzi del servizio	» 365
• Prezzi di fornitura del teleriscaldamento	» 365
• Prezzi di fornitura del teleraffrescamento	» 368
Qualità del servizio	» 369
• Sicurezza e continuità del servizio	» 369
• Qualità commerciale del servizio	» 374
• Misura dell'energia termica	» 377

Capitolo 5

Stato dei servizi idrici

pag. 381

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica	» 382
• Servizio di acquedotto	» 384
• Servizio di fognatura	» 400
• Servizio di depurazione	» 405
• Esiti preliminari dell'applicazione del meccanismo incentivante RQTI per il biennio 2022-2023	» 414
• Impatto della qualità tecnica sui programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione	» 416
Investimenti e tariffe	» 432
• Stato delle approvazioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029	» 432
• Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità	» 437
• Variazioni tariffarie e investimenti	» 449
• Articolazione dei corrispettivi	» 452
Qualità contrattuale	» 462
• Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2024	» 464
• Macro-indicatori di qualità contrattuale	» 475
• Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale	» 480

Capitolo 6

Struttura, tariffe e qualità nel settore dei rifiuti urbani

» 485

Struttura del settore	» 486
Produzione e raccolta dei rifiuti	» 489
Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio	» 494
• Predisposizioni tariffarie 2024-2025 trasmesse all'Autorità	» 494
• Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità	» 505
Articolazione dei corrispettivi	» 511
Qualità contrattuale e tecnica	» 522
• Adempimento agli obblighi di servizio per le gestioni in Schema I	» 525
• Livelli effettivi di qualità contrattuale e tecnica nel settore dei rifiuti urbani	» 527

Indice delle tavole

TAV. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale (in %)	pag.	27
TAV. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2020 al 2024 e previsione per il 2025 (in milioni di barili/giorno)	»	29
TAV. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2020 al 2024 e previsione per il 2025 (in milioni di barili/giorno)	»	30
TAV. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC-OPEC+ (in milioni di barili/giorno)	»	32
TAV. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno (in milioni di barili/giorno)	»	32
TAV. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo (in G(m ³))	»	35
TAV. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (in G(m ³))	»	36
TAV. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea (in G(m ³))	»	37
TAV. 1.9	Produzione di gas naturale nelle principali aree del mondo (in G(m ³))	»	39
TAV. 1.10	Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (in G(m ³))	»	40
TAV. 1.11	Paesi importatori nell'Unione europea e fornitori di GNL nel 2024 (in Mt)	»	48
TAV. 1.12	Mercato internazionale del carbone (in Mt)	»	50
TAV. 1.13	Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Europa (in c€/kWh)	»	59
TAV. 1.14	Prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici in Europa (in c€/kWh)	»	64
TAV. 1.15	Prezzi del gas naturale per usi domestici in Europa (in c€/kWh)	»	68
TAV. 1.16	Prezzi del gas naturale per usi non domestici in Europa (in c€/kWh)	»	72
TAV. 1.17	Bilancio energetico nazionale nel 2023 e nel 2024 (in ktep)	»	77
TAV. 1.18	Risorse rinnovabili di acqua dolce: media annua a lungo termine (anno di riferimento 2024; in M(m ³))	»	79
TAV. 1.19	Area e popolazione colpite per almeno un trimestre dell'anno da condizioni di scarsità idrica nell'Unione europea	»	80
TAV. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2023 e nel 2024 (in GWh)	»	102
TAV. 2.2	Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2024 (in TWh)	»	103
TAV. 2.3	Produzione lorda per fonte dal 2020 al 2024 (in GWh)	»	106
TAV. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti (in GW)	»	107
TAV. 2.5	Produttori, impianti e generazione per fonte	»	107
TAV. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2024	»	110
TAV. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2024	»	111
TAV. 2.8	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2024	»	112
TAV. 2.9	Presenza territoriale degli operatori nel 2024	»	112
TAV. 2.10	Quota di generazione lorda per zona di mercato e fonte nel 2024	»	113
TAV. 2.11	Asset della Rete di trasmissione nazionale (dati al 31 dicembre dell'anno indicato)	»	119
TAV. 2.12	Capacità di interconnessione con l'estero (in MW; capacità nei giorni da lunedì a sabato e nelle ore di picco (7:00-23:00))	»	121
TAV. 2.13	Attività dei distributori elettrici dal 2019	»	125
TAV. 2.14	Composizione societaria dei distributori	»	126
TAV. 2.15	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2024 (in km)	»	127
TAV. 2.16	Distribuzione di energia elettrica delle maggiori società di distribuzione nel 2024 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	»	128
TAV. 2.17	Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2024 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	»	129

TAV. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2024 per classe di potenza (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)	pag. 130
TAV. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2024 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh)	» 132
TAV. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "Altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2024 per livello di potenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)	» 133
TAV. 2.21	Numero totale (previsto ed effettivo) di misuratori 2G da installare per le imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo nel 2022 e nel 2023	» 134
TAV. 2.22	Previsioni di installazione di misuratori 2G di prima messa in servizio nel periodo 2017-2031 per imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo	» 134
TAV. 2.23	Misuratori 2G di prima messa in servizio per imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo	» 135
TAV. 2.24	Misuratori 2G presenti in rete al 31 dicembre 2023 per imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo	» 135
TAV. 2.25	Connessione di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento	» 137
TAV. 2.26	Contrattazione dei Titoli di efficienza energetica (numero di TEE e prezzi in €/tep)	» 147
TAV. 2.27	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2024	» 148
TAV. 2.28	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 149
TAV. 2.29	Vendite finali di energia elettrica nel 2024 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite	» 151
TAV. 2.30	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 154
TAV. 2.31	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per regione nel 2024	» 155
TAV. 2.32	Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2024 (in GWh)	» 156
TAV. 2.33	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 159
TAV. 2.34	Clienti nel servizio di maggior tutela nel 2024 per tipologia e per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 160
TAV. 2.35	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2024 (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 161
TAV. 2.36	Clienti nel servizio di maggior tutela nel 2024 per condizione economica e classi di consumo annuo (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumi medi in kWh)	» 161
TAV. 2.37	Clienti nel servizio di maggior tutela nel 2024 per tipologia e per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 162
TAV. 2.38	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2024 (volumi in GWh)	» 164
TAV. 2.39	Esercenti del servizio a tutele gradualali per i clienti domestici non vulnerabili nel periodo 1° luglio 2024-31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale	» 165
TAV. 2.40	Servizio a tutele gradualali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2024 per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 167
TAV. 2.41	Esercenti il servizio a tutele gradualali per i clienti domestici non vulnerabili	» 167
TAV. 2.42	Servizio a tutele gradualali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2024 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 167
TAV. 2.43	Servizio a tutele gradualali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2024 per condizione economica (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)	» 168
TAV. 2.44	Servizio a tutele gradualali per clienti domestici nel 2024 per regione (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 168

TAV. 2.45	Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel periodo 1° luglio 2021-30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale	pag. 169
TAV. 2.46	Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel periodo 1° luglio 2024-31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale	» 170
TAV. 2.47	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese per tipologia di cliente (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia)	» 170
TAV. 2.48	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2024 per classe di consumo (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)	» 171
TAV. 2.49	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2024 per condizione economica (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia)	» 172
TAV. 2.50	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2024 per regione (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)	» 172
TAV. 2.51	Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese nel periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale	» 174
TAV. 2.52	Servizio a tutele graduali per le microimprese per tipologia di cliente (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)	» 174
TAV. 2.53	Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2024 per classe di consumo (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)	» 175
TAV. 2.54	Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2024 per condizione economica (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia)	» 176
TAV. 2.55	Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2024 per regione (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)	» 176
TAV. 2.56	Attività dei venditori per classe di vendita	» 178
TAV. 2.57	Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2024 per tipologia	» 179
TAV. 2.58	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2024 (volumi in GWh)	» 181
TAV. 2.59	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero: quota di mercato dei primi tre operatori e quota dei punti di prelievo da loro serviti	» 182
TAV. 2.60	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 184
TAV. 2.61	Mercato libero domestico nel 2024 per classe di consumo (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)	» 185
TAV. 2.62	Mercato libero domestico nel 2024 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 186
TAV. 2.63	Mercato libero non domestico nel 2024 per livello di tensione (volumi in GWh)	» 187
TAV. 2.64	Mercato libero non domestico nel 2024 per classe di consumo (volumi in GWh)	» 188
TAV. 2.65	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2024 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 190
TAV. 2.66	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2024 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 191
TAV. 2.67	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2024 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 193
TAV. 2.68	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 195
TAV. 2.69	Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 196
TAV. 2.70	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)	» 198

TAV. 2.71	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh; componenti UC3 e UC6 incluse)	pag. 198
TAV. 2.72	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)	» 198
TAV. 2.73	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2024 per classe di consumo (quantità energia in GWh, punti di prelievo in migliaia, prezzi in €/MWh)	» 199
TAV. 2.74	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2024 per classe di consumo e tipo di mercato (in €/MWh)	» 200
TAV. 2.75	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2024 per livello di tensione (quantità energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia, prezzi in €/MWh)	» 200
TAV. 2.76	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2024 (quantità energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia, prezzi in €/MWh)	» 200
TAV. 2.77	Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2024	» 201
TAV. 2.78	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali)	» 203
TAV. 2.79	Capacità di trasporto tra zone di rete, e relativi livelli di partenza, obiettivi e valori di riferimento dichiarati al 1° gennaio 2024 e al 1° gennaio 2025, per i confini e le principali sezioni della rete (in MW)	» 211
TAV. 2.80	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	» 212
TAV. 2.81	Indennizzi automatici erogati nel 2024 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni (numero di utenti e milioni di euro)	» 217
TAV. 2.82	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 218
TAV. 2.83	Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 4.119.408 prestazioni	» 219
TAV. 2.84	Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 221.379 prestazioni	» 220
TAV. 2.85	Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 riferiti alle connessioni temporanee per gli utenti non domestici BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 123.841 prestazioni	» 220
TAV. 2.86	Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 per gli utenti MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 24.203 prestazioni	» 220
TAV. 2.87	Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 8.549 prestazioni	» 221
TAV. 2.88	Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 7.042 prestazioni	» 221
TAV. 2.89	Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 231 prestazioni	» 222
TAV. 2.90	Prestazioni del servizio di vendita nel settore elettrico e tempi medi effettivi nel 2023 (in giorni solari e valori percentuali)	» 227
TAV. 2.91	Numero di reclami nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 227
TAV. 2.92	Numero di richieste di informazione nel settore elettrico	» 227
TAV. 2.93	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico	» 228
TAV. 2.94	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico	» 229

TAV. 2.95	Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2024 suddivisi per tipo di prestazione	pag. 229
TAV. 2.96	Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel biennio 2023-2024	» 230
TAV. 2.97	Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2024 suddivisi per tipo di prestazione (in €)	» 230
TAV. 2.98	Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel biennio 2023-2024 (in €)	» 231
TAV. 2.99	Standard generali di qualità dei <i>call center</i>	» 233
TAV. 3.1	Bilancio degli operatori del gas naturale nel 2023 (in G(m ³); valori riferiti ai gruppi industriali)	» 242
TAV. 3.2	Produzione di gas naturale e biometano in Italia nel 2024 (in M(m ³))	» 246
TAV. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2024 (importazioni lorde in M(m ³))	» 248
TAV. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2024 (in km)	» 250
TAV. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2024	» 252
TAV. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2024-2025 (in M(m ³) standard per giorno)	» 253
TAV. 3.7	Concessioni di stoccaggio in Italia nel 2024	» 257
TAV. 3.8	Spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2024-2025 e 2025-2026	» 258
TAV. 3.9	Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione	» 260
TAV. 3.10	Attività dei distributori nel periodo 2014-2024	» 261
TAV. 3.11	Attività di distribuzione per regione nel 2024 (volumi in M(m ³), clienti in migliaia, volumi unitari in m ³)	» 262
TAV. 3.12	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2024 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km)	» 263
TAV. 3.13	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2024 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m ³)	» 264
TAV. 3.14	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2024 in migliaia; volumi prelevati in M(m ³))	» 265
TAV. 3.15	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2024 in migliaia; volumi prelevati in M(m ³))	» 266
TAV. 3.16	Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2024 (clienti in migliaia e volumi in M(m ³))	» 267
TAV. 3.17	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2024 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m ³))	» 268
TAV. 3.18	Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2024	» 269
TAV. 3.19	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2024 (volumi in M(m ³))	» 270
TAV. 3.20	Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento	» 272
TAV. 3.21	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento	» 272
TAV. 3.22	Numero di operatori e vendite nel 2024 (in M(m ³))	» 273
TAV. 3.23	Evoluzione del mercato all'ingrosso	» 274
TAV. 3.24	Approvvigionamento dei grossisti nel 2024	» 276
TAV. 3.25	Impieghi di gas dei grossisti nel 2024	» 276
TAV. 3.26	Vendite dei principali grossisti nel 2024 (in M(m ³))	» 277
TAV. 3.27	Volumi consegnati per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (in GWh)	» 283
TAV. 3.28	Consumi finali di gas naturale (volumi in M(m ³); punti di prelievo in migliaia)	» 285
TAV. 3.29	Attività dei venditori del gas naturale nel mercato al dettaglio	» 286
TAV. 3.30	Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2024	» 287
TAV. 3.31	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2024 (in M(m ³))	» 288

TAV. 3.32	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2024 (in M(m ³))	pag. 289
TAV. 3.33	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in M(m ³), punti di riconsegna in migliaia)	» 291
TAV. 3.34	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2024 (in M(m ³))	» 292
TAV. 3.35	Tassi di switching dei clienti finali del gas naturale	» 294
TAV. 3.36	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2023 (in M(m ³))	» 295
TAV. 3.37	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di gas naturale nel 2023 (quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3) e percentuale di clienti da loro serviti)	» 298
TAV. 3.38	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2024 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 301
TAV. 3.39	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 301
TAV. 3.40	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2024 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 303
TAV. 3.41	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m ³) e numero di GdM)	» 305
TAV. 3.42	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m ³); numero di esercenti; numero di clienti; numero di comuni serviti)	» 306
TAV. 3.43	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2023 (in km)	» 307
TAV. 3.44	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2024 (volumi in M(m ³))	» 308
TAV. 3.45	Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2025	» 310
TAV. 3.46	Componenti aggiuntive alle tariffe di trasporto e misura gas	» 312
TAV. 3.47	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2025	» 313
TAV. 3.48	Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2024-31 marzo 2025	» 314
TAV. 3.49	Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2024-31 marzo 2025 (capacità in GWh e prezzi in c€/kWh)	» 315
TAV. 3.50	Articolazione della quota fissa τ1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2025 (in €/punto di riconsegna/anno)	» 316
TAV. 3.51	Articolazione della quota variabile τ3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2025 (in c€/m ³)	» 316
TAV. 3.52	Componenti aggiuntive alle tariffe di distribuzione gas	» 317
TAV. 3.53	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m ³ ; classi di consumo annuo espresse in m ³)	» 318
TAV. 3.54	Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2024 (in c€/m ³ ; classi di consumo annuo espresse in m ³)	» 319
TAV. 3.55	Prezzi medi finali a clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato (in c€/m ³ ; classi di consumo annuo espresse in m ³)	» 320
TAV. 3.56	Numeri indice (2015=100) e variazioni del prezzo del segmento "gas di città e gas naturale"	» 321
TAV. 3.57	Imposte sul gas a gennaio 2025	» 325
TAV. 3.58	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2024	» 329
TAV. 3.59	Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2024	» 329
TAV. 3.60	Protezione catodica delle reti nel 2024	» 329
TAV. 3.61	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2024	» 329
TAV. 3.62	Impianti di odorizzazione nel 2024	» 330
TAV. 3.63	Numero di emergenze di servizio	» 330
TAV. 3.64	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio	» 330
TAV. 3.65	Dispersioni localizzate	» 330
TAV. 3.66	Emissioni per sorgente e volumi rilasciati in atmosfera nel 2024	» 331

TAV. 3.67	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2024	pag. 331
TAV. 3.68	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2024	» 332
TAV. 3.69	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2024	» 332
TAV. 3.70	Casi di mancato rispetto nel 2024 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	» 332
TAV. 3.71	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2024	» 332
TAV. 3.72	Numero di dispersioni risolte entro le tempistiche indicate negli anni 2021-2024	» 336
TAV. 3.73	Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2024	» 338
TAV. 3.74	Rete ispezionata (km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2021-2024 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2022-2024 (rete in alta/media pressione)	» 339
TAV. 3.75	Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2024 (lunghezza reti in km)	» 340
TAV. 3.76	Verifiche eseguite nel 2024 dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2023 con accertamento positivo	» 342
TAV. 3.77	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	» 345
TAV. 3.78	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori in relazione ai clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 nel 2024	» 346
TAV. 3.79	Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore gas naturale nel 2024 (giorni solari)	» 348
TAV. 3.80	Numero di reclami nel settore del gas naturale	» 348
TAV. 3.81	Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale	» 349
TAV. 3.82	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale	» 349
TAV. 3.83	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale	» 350
TAV. 3.84	Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2024 nel settore del gas naturale	» 350
TAV. 3.85	Numero di indennizzi automatici nel settore del gas naturale per mancato rispetto di standard specifici nel 2023 e nel 2024	» 351
TAV. 3.86	Indennizzi automatici erogati (euro) nel settore del gas naturale nel 2024	» 351
TAV. 3.87	Indennizzi automatici erogati (euro) nel settore del gas naturale per mancato rispetto di standard specifici nel 2023 e nel 2024	» 352
TAV. 3.88	Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative a clienti <i>dual fuel</i>	» 354
TAV. 3.89	Numero di indennizzi da erogare a clienti <i>dual fuel</i> per mancato rispetto di standard specifici	» 354
TAV. 3.90	Indennizzi automatici erogati a clienti <i>dual fuel</i>	» 354
TAV. 4.1	Produzione di energia delle centrali termiche (in GWh) nel 2023	» 359
TAV. 4.2	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore	» 360
TAV. 4.3	Tecnologia e fonti di produzione dell'energia termica immessa nelle reti di telecalore (in GWh) nel 2023	» 360
TAV. 4.4	Capacità di generazione installata per tecnologia	» 361
TAV. 4.5	Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2023 (in MW)	» 361
TAV. 5.1	Tavola sinottica degli Stadi di valutazione per la qualità tecnica del SII	» 414
TAV. 5.2	Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti	» 415
TAV. 5.3	Matrice di schemi regolatori per il quarto periodo regolatorio 2024-2029	» 433

TAV. 5.4	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per il periodo 2024-2029 (numero di gestioni e di abitanti)	pag. 435
TAV. 5.5	Matrice dei cluster per la definizione dei y_{ij}^{OP}	» 442
TAV. 5.6	Distribuzione dei gestori tra i cluster di costo operativo stimato e le classi di costo operativo della matrice di cui all'allegato A alla delibera ARERA 639/2023/R/idr	» 443
TAV. 5.7	Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}^{2022}$ distinto per valore dei y_{ij}^{OP} (anno 2024)	» 443
TAV. 5.8	$Opex_{OT}^a$ per l'anno 2024	» 444
TAV. 5.9	Op_{social}^a in tariffa per l'anno 2024	» 444
TAV. 5.10	Op_{mis}^a in tariffa per l'anno 2024	» 445
TAV. 5.11	Costi e ricavi delle Attività b_2 valorizzati in tariffa 2024	» 446
TAV. 5.12	Ripartizione del $\Delta_{Risparmio}^{new,a}$ per area geografica, anno 2024	» 446
TAV. 5.13	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dagli Enti competenti per il primo biennio (2024-2025) del quarto periodo regolatorio	» 450
TAV. 5.14	Ripartizione per area geografica dei tassi di realizzazione previsti per il biennio 2022-2023	» 452
TAV. 5.15	Campione di riferimento (numero di ambiti, abitanti e numero di gestioni)	» 453
TAV. 5.16	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: scaglioni di consumo, anno 2024 (valori medi)	» 453
TAV. 5.17	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2024	» 454
TAV. 5.18	Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2024	» 455
TAV. 5.19	Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestica residente, anno 2024	» 455
TAV. 5.20	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2024 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 mc; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/mc)	» 456
TAV. 5.12	Componenti della spesa media nel 2024 (spesa in euro/anno)	» 457
TAV. 5.22	Campione di riferimento (numero di ambiti, abitanti e numero di gestioni) per la stima del consumo annuo medio della categoria di utenza non domestica "artigianale e commerciale"	» 458
TAV. 5.23	Consumo medio per la categoria non domestica "artigianale/commerciale" (mc)	» 458
TAV. 5.24	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2024 per l'utenza non domestica afferente alla categoria "artigianale e commerciale" (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 285 mc, spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/mc)	» 459
TAV. 5.25	Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2023-2024	» 466
TAV. 5.26	Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2024 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)	» 470
TAV. 5.27	Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali	» 471
TAV. 5.28	Classi e obiettivi per macro-indicatore	» 475
TAV. 5.29	Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2024	» 476
TAV. 5.30	$Opex_{QC}$ per il quarto periodo regolatorio 2024-2029	» 482
TAV. 6.1	Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità	» 506
TAV. 6.2	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 507
TAV. 6.3	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 507
TAV. 6.4	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2022, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 508
TAV. 6.5	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2023, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 508
TAV. 6.6	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2024, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 508
TAV. 6.7	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2025, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 509

Indice delle figure

FIG. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre Paesi produttori	pag.	31
FIG. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB	»	33
FIG. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	»	34
FIG. 1.4	Prezzo del gas naturale negli <i>hub</i> europei	»	43
FIG. 1.5	Prezzo del gas naturale negli <i>hub</i> europei e prezzi all'importazione	»	44
FIG. 1.6	Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent	»	45
FIG. 1.7	Prezzi del GNL per aree	»	45
FIG. 1.8	Principali aree di importazione e Paesi esportatori di GNL nel 2024 (in %)	»	47
FIG. 1.9	Prezzo del carbone nei principali mercati mondiali	»	52
FIG. 1.10	Prezzo dei permessi d'emissione <i>Emission Unit Allowance</i> (EUA)	»	53
FIG. 1.11	Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici nel 2024	»	58
FIG. 1.12	Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nei principali Paesi europei	»	60
FIG. 1.13	Prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei	»	62
FIG. 1.14	Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici nel 2024	»	63
FIG. 1.15	Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici nei principali Paesi europei	»	65
FIG. 1.16	Prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei	»	66
FIG. 1.17	Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi domestici nel 2024	»	69
FIG. 1.18	Componenti dei prezzi del gas naturale per usi domestici nei principali Paesi europei	»	70
FIG. 1.19	Prezzi totali del gas naturale per usi domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei	»	71
FIG. 1.20	Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nel 2024	»	73
FIG. 1.21	Componenti dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nei principali Paesi europei	»	74
FIG. 1.22	Prezzi totali del gas naturale per usi non domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei	»	75
FIG. 1.23	Intensità energetica del PIL	»	78
FIG. 1.24	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali	»	78
FIG. 1.25	Peggiori condizioni stagionali di scarsità idrica nei Paesi europei nel 2022, misurate con l'indice di sfruttamento idrico WEI+	»	80
FIG. 1.26	Generazione di rifiuti urbani in UE27 e in alcuni paesi	»	84
FIG. 1.27	Generazione di rifiuti urbani <i>pro capite</i>	»	84
FIG. 1.28	Generazione di rifiuti totali (esclusi minerali) per unità di PIL nel tempo	»	84
FIG. 1.29	Andamento dal 1995 delle diverse destinazioni dei rifiuti urbani per tipo di trattamento	»	85
FIG. 1.30	Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2023	»	86
FIG. 1.31	Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2023 a confronto con gli obiettivi UE 2035	»	87
FIG. 1.32	Indice di circolarità (quota di materiali riciclati reinseriti nel ciclo produttivo, in rapporto al totale dei materiali utilizzati)	»	88
FIG. 1.33	Distanza percentuale tra risultato nel 2023 e obiettivo al 2025 nel riciclo dei rifiuti urbani e da imballaggio	»	90
FIG. 1.34	Sviluppo dei tassi di riciclo in peso dei rifiuti da imballaggi dal 2010	»	91
FIG. 1.35	Tassi di riciclo dei rifiuti da imballaggi per tipi di materiale, situazione al 2023 e obiettivi 2030	»	92

FIG. 1.36	Generazione <i>pro capite</i> di rifiuti da imballaggio	pag. 92
FIG. 1.37	Investimenti privati in economia circolare dal 2012	» 93
FIG. 1.38	Quote percentuali di investimenti privati in EC, dotazione impiantistica e produzione di rifiuti urbani rispetto al totale UE	» 95
FIG. 1.39	Contributo percentuale dei 5 maggiori Paesi al totale UE degli investimenti privati, della dotazione impiantistica (numerosità) e della produzione di rifiuti urbani nel 2023	» 95
FIG. 1.40	Scambi intracomunitari nell'Unione europea di materiali riciclabili dal 2014	» 96
FIG. 1.41	Scambi intracomunitari di materiali riciclabili per i Paesi del <i>panel</i>	» 97
FIG. 1.42	Scambi intracomunitari di materiali riciclabili per i Paesi del <i>panel</i> : vetro, carta e plastica	» 98
FIG. 1.43	Prezzi degli scambi intracomunitari di materiali riciclabili per i Paesi del <i>panel</i>	» 98
FIG. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	» 108
FIG. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2024 (capacità in MW; generazione in TWh)	» 109
FIG. 2.3	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	» 116
FIG. 2.4	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	» 117
FIG. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	» 117
FIG. 2.6	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera	» 118
FIG. 2.7	Consumi medi degli utenti domestici della distribuzione dal 2017	» 131
FIG. 2.8	Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco	» 141
FIG. 2.9	Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera	» 142
FIG. 2.10	Andamento mensile nell'MGP dei prezzi nelle zone Nord e Sicilia rispetto al PUN	» 142
FIG. 2.11	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee nel 2024	» 143
FIG. 2.12	Andamento mensile dei prezzi nell'MI nel 2024	» 144
FIG. 2.13	Andamento mensile nel 2024 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna	» 146
FIG. 2.14	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008	» 150
FIG. 2.15	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	» 152
FIG. 2.16	Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2024	» 153
FIG. 2.17	Clienti domestici serviti nei diversi mercati per area territoriale	» 153
FIG. 2.18	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico dal 2011	» 154
FIG. 2.19	Consumi e clienti serviti in maggior tutela	» 160
FIG. 2.20	Consumi medi regionali dei clienti serviti in maggior tutela nel 2024	» 163
FIG. 2.21	Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2024	» 169
FIG. 2.22	Consumi e clienti serviti nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese	» 171
FIG. 2.23	Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2024	» 173
FIG. 2.24	Consumi e clienti serviti nel servizio a tutele graduali per le microimprese	» 175
FIG. 2.25	Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2024	» 177
FIG. 2.26	Evoluzione del mercato libero di energia elettrica	» 178
FIG. 2.27	Numero di venditori del mercato libero per regione	» 183
FIG. 2.28	Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici nel mercato libero e negli altri servizi di vendita nel 2024	» 186
FIG. 2.29	Distribuzione dei clienti domestici nel mercato libero per tipo di tariffa oraria	» 187
FIG. 2.30	Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori	» 189
FIG. 2.31	Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente	» 197

FIG. 2.32	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio	pag. 203
FIG. 2.33	Livello dei prezzi dell'energia elettrica nell'ultimo triennio	» 204
FIG. 2.34	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei	» 205
FIG. 2.35	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e potenza pari a 3 kW	» 205
FIG. 2.36	Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2025	» 206
FIG. 2.37	Condizioni economiche servizio a tutele graduali per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e potenza pari a 3 kW	» 207
FIG. 2.38	Condizioni economiche del servizio a tutele graduali per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e 3 kW di potenza al 1° gennaio 2025	» 208
FIG. 2.39	Condizioni economiche del servizio di maggior tutela e del servizio a tutele graduali per il consumatore domestico tipo	» 209
FIG. 2.40	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	» 212
FIG. 2.41	Energia non fornita regolata soggetta a premi-penalità	» 213
FIG. 2.42	Durata delle interruzioni con e senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2024	» 214
FIG. 2.43	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione	» 215
FIG. 2.44	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2024	» 215
FIG. 2.45	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 216
FIG. 2.46	Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione	» 216
FIG. 2.47	Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 217
FIG. 2.48	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2024 per gli utenti domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 222
FIG. 2.49	Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2024 per gli utenti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 223
FIG. 2.50	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2024 per gli utenti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 223
FIG. 2.51	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2024 per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 224
FIG. 2.52	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2024 per nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 224
FIG. 2.53	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2024 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 225
FIG. 2.54	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2024 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 225
FIG. 2.55	Principali argomenti oggetto di reclami inoltrati ai venditori elettrici nel 2024	» 232
FIG. 2.56	Principali argomenti oggetto di richieste di informazione inoltrate ai venditori elettrici nel 2024	» 232
FIG. 2.57	Livello di servizio dei <i>call center</i> dei venditori di energia elettrica e gas nel 2024	» 235
FIG. 2.58	Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas nel 2024	» 236
FIG. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	» 240
FIG. 3.2	Disponibilità di gas naturale negli ultimi due anni	» 241

FIG. 3.3	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990	pag. 244
FIG. 3.4	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2024	» 245
FIG. 3.5	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	» 247
FIG. 3.6	Paesi di origine delle importazioni di GNL	» 247
FIG. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2024 secondo la durata intera	» 249
FIG. 3.8	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2024 secondo la durata residua	» 250
FIG. 3.9	Attività di trasporto dal 2012	» 253
FIG. 3.10	Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente	» 269
FIG. 3.11	Quote del mercato all'ingrosso delle classi di venditori	» 274
FIG. 3.12	Sottoscrittori del PSV dal 2010	» 279
FIG. 3.13	Volumi delle transazioni al PSV e <i>churn rate</i>	» 279
FIG. 3.14	Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV	» 280
FIG. 3.15	Prezzi nei mercati dell'M-GAS e valori minimi e massimi	» 284
FIG. 3.16	Confronto tra indici di prezzo per giorno di flusso (medie aritmetiche settimanali)	» 284
FIG. 3.17	Tassi di <i>switching</i> dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	» 294
FIG. 3.18	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2024	» 297
FIG. 3.19	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2024	» 297
FIG. 3.20	Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	» 300
FIG. 3.21	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni	» 321
FIG. 3.22	Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni	» 322
FIG. 3.23	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei	» 323
FIG. 3.24	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.100 m ³) nel servizio di tutela della vulnerabilità	» 324
FIG. 3.25	Composizione percentuale al 1° gennaio 2025 del prezzo del gas naturale per consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.000 m ³) del servizio di tutela della vulnerabilità	» 324
FIG. 3.26	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m ³)	» 327
FIG. 3.27	Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m ³) al 1° gennaio 2025	» 328
FIG. 3.28	Percentuale di rete in alta/media pressione ispezionata dal 2014 per triennio	» 334
FIG. 3.29	Percentuale di rete in bassa pressione ispezionata dal 2014 per quadriennio	» 334
FIG. 3.30	Pronto intervento su impianto di distribuzione e tempo di arrivo sul luogo di chiamata dal 2009	» 335
FIG. 3.31	Percentuale di chiamate di falso allarme nel 2024	» 335
FIG. 3.32	Percentuale di posizione di localizzazione delle dispersioni nel 2024	» 336
FIG. 3.33	Numero di dispersioni localizzate rispetto ai clienti	» 337
FIG. 3.34	Numero totale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	» 337
FIG. 3.35	Accertamenti effettuati nel 2024 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	» 341
FIG. 3.36	Accertamenti effettuati nel 2024 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	» 342
FIG. 3.37	Accertamenti nel 2024 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributtrice	» 342
FIG. 3.38	Accertamenti nel 2024 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributtrice	» 343
FIG. 3.39	Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	» 344

FIG. 3.40	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)	pag. 344
FIG. 3.41	Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale ai clienti con misuratore fino alla classe G6 nel 2024	» 345
FIG. 3.42	Principali argomenti oggetto di reclami inoltrati ai venditori gas nel 2024	» 353
FIG. 3.43	Principali argomenti oggetto di richieste di informazioni inoltrate ai venditori gas nel 2024	» 353
FIG. 4.1	Evoluzione della volumetria allacciata (asse principale) e dell'estensione delle reti (asse secondario)	» 358
FIG. 4.2	Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento (numero di reti, estensione ed energia termica totale erogata) nel 2023	» 359
FIG. 4.3	Quota del numero di utenti e dei relativi consumi in funzione della classe dimensionale degli utenti nel 2023	» 362
FIG. 4.4	Calore erogato dai 10 maggiori operatori ripartito per classe dimensionale dell'utente nel 2023	» 363
FIG. 4.5	Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (febbraio 2025)	» 363
FIG. 4.6	Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti (assi in scala logaritmica) nel 2023	» 364
FIG. 4.7	Rappresentatività delle 3 classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, di reti e di utenti, energia termica erogata e quota di energia frigorifera nel 2023	» 364
FIG. 4.8	Offerte commerciali per metodologia di definizione del prezzo nel 2023	» 366
FIG. 4.9	Offerte commerciali per tipologia di prezzo nel 2023	» 367
FIG. 4.10	<i>Boxplot</i> dei prezzi medi per operatore (IVA ed eventuale credito d'imposta esclusi) e media pesata sull'energia erogata, evoluzione negli anni 2020-2023	» 368
FIG. 4.11	Estensione delle reti per tipologia di fluido termovettore nel 2023	» 370
FIG. 4.12	Estensione delle reti per materiale della tubatura nel 2023	» 370
FIG. 4.13	Evoluzione del numero di dispersioni di fluido localizzate sugli impianti	» 371
FIG. 4.14	Numero di dispersioni di fluido localizzate sugli impianti nel 2023	» 371
FIG. 4.15	<i>Boxplot</i> di un indicatore relativo alla quantità di reintegro idrico delle reti nel 2023	» 372
FIG. 4.16	Emergenze e incidenti sui sistemi di telecalore	» 372
FIG. 4.17	Dati annuali sulle interruzioni del servizio di lunga durata	» 373
FIG. 4.18	Numero di interruzioni del servizio lunghe sulle reti per tipologia nel 2023	» 373
FIG. 4.19	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2023	» 374
FIG. 4.20	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2023	» 375
FIG. 4.21	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2023	» 376
FIG. 4.22	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2023	» 376
FIG. 4.23	Metodo di lettura dei misuratori del telecalore per tipologia di utente nel 2023	» 377
FIG. 4.24	Metodo di lettura dei misuratori del telecalore per tipologia di esercente nel 2023	» 378
FIG. 4.25	Numero di prestazioni di qualità del servizio relative ai misuratori richieste agli esercenti nel 2023	» 378
FIG. 4.26	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2023	» 379
FIG. 5.1	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica per i macro-indicatori sul servizio di acquedotto	» 384
FIG. 5.2	Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 385

FIG. 5.3	Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali per area geografica	pag. 386
FIG. 5.4	Linea di tendenza dei valori assunti dal macro-indicatore M1 nel tempo	» 387
FIG. 5.5	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche ai sensi della delibera 917/2017/R/idr e della delibera 637/2023/R/idr	» 388
FIG. 5.6	Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 388
FIG. 5.7	Suddivisione del numero di misuratori d'utenza per classi d'età	» 389
FIG. 5.8	Numero di rotture per km di rete, confronto con M1a – Perdite idriche lineari per area geografica	» 390
FIG. 5.9	Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 391
FIG. 5.10	Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio di acquedotto per area geografica	» 392
FIG. 5.11	Utenti finali con diritto all'indennizzo automatico per gli standard specifici di qualità tecnica per area geografica	» 393
FIG. 5.12	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio ai sensi della delibera 917/2017/R/idr e della delibera 637/2023/R/idr	» 394
FIG. 5.13	Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 394
FIG. 5.14	Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 395
FIG. 5.15	Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi per area geografica	» 396
FIG. 5.16	Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C della normativa di riferimento	» 396
FIG. 5.17	Quota di utenti per i quali è stato applicato il <i>Water Safety Plan</i> , per area geografica	» 397
FIG. 5.18	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata ai sensi della delibera 917/2017/R/idr e della delibera 637/2023/R/idr	» 398
FIG. 5.19	Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità e M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 398
FIG. 5.20	Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto per area geografica	» 399
FIG. 5.21	Suddivisione dei volumi prelevati dall'ambiente per tipologia di fonte di approvvigionamento e per area geografica	» 400
FIG. 5.22	Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 401
FIG. 5.23	Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 402
FIG. 5.24	Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena e M4c – Controllo degli scaricatori di piena, per area geografica	» 402
FIG. 5.25	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 – Adeguatezza del sistema fognario ai sensi della delibera 917/2017/R/idr e della delibera 637/2023/R/idr	» 403
FIG. 5.26	Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena e M4c – Controllo degli scaricatori di piena, per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 404

FIG. 5.27	Lunghezza della rete fognaria per tipologia – ripartizione per area geografica	pag. 405
FIG. 5.28	Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 406
FIG. 5.29	Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 407
FIG. 5.30	Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica	» 407
FIG. 5.31	Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione	» 408
FIG. 5.32	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica ai sensi della delibera 917/2017/R/idr e della delibera 637/2023/R/idr	» 409
FIG. 5.33	Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 409
FIG. 5.34	Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 410
FIG. 5.35	Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica	» 411
FIG. 5.36	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata ai sensi della delibera 917/2017/R/idr e della delibera 637/2023/R/idr	» 412
FIG. 5.37	Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 412
FIG. 5.38	Suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti e della potenzialità	» 413
FIG. 5.39	Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica	» 413
FIG. 5.40	Gestioni interessate dall'applicazione finale del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita	» 415
FIG. 5.41	Distribuzione degli investimenti programmati 2024-2029	» 418
FIG. 5.42	Distribuzione degli investimenti programmati 2024-2029 per area geografica	» 420
FIG. 5.43	Interventi PNRR e REACT-EU recepiti nelle pianificazioni 2024-2029 (ripartizione percentuale per linea di finanziamento)	» 421
FIG. 5.44	Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2024-2029 e relativi all'implementazione delle misure PNRR/REACT, per macro-indicatore (in percentuale)	» 422
FIG. 5.45	Sviluppo delle spese riconducibili alle misure PNRR/REACT nel periodo 2021-2029 (in miliardi di euro)	» 422
FIG. 5.46	Distribuzione per aree geografiche del fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per il periodo 2024-2029, e ripartizione per servizio	» 424
FIG. 5.47	Interventi principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario, nel periodo 2024-2029 (in percentuale)	» 425
FIG. 5.48	Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2025)	» 427
FIG. 5.49	Spesa cumulata del Piano nazionale sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari a ottobre 2024 e confronto con le previsioni di spesa trasmesse a ottobre 2023	» 428
FIG. 5.50	Stato delle erogazioni per anno di autorizzazione e previsione 2025 e 2026	» 428
FIG. 5.51	Piano nazionale di ripresa e resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti, con dettaglio delle misure per area geografica (aggiornamento a maggio 2025)	» 430
FIG. 5.52	Piano nazionale delle infrastrutture per la sicurezza dei sistemi idrici (PNIISII): progetti ammissibili a finanziamento, con dettaglio dei progetti per tipologia d'uso	» 431
FIG. 5.53	Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (predisposizioni tariffarie 2024-2029)	» 435
FIG. 5.54	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 437

FIG. 5.55	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	pag. 438
FIG. 5.56	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore (anno 2024)	» 440
FIG. 5.57	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2024	» 441
FIG. 5.58	Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2024	» 441
FIG. 5.59	Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2024	» 449
FIG. 5.60	Investimenti <i>pro capite</i> (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il periodo 2024-2029	» 451
FIG. 5.61	<i>Trend</i> degli investimenti complessivi pianificati per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 per il <i>panel</i> di gestori di riferimento (in milioni di euro)	» 451
FIG. 5.62	Variabilità della spesa media annua nel 2024 (in euro per consumi annuali di 150 mc)	» 456
FIG. 5.63	Variabilità normalizzata della spesa media annua nel 2024 (per utenza domestica residente tipo e consumi annuali di 150 mc)	» 460
FIG. 5.64	Variabilità normalizzata della spesa media annua nel 2024 (per utenza non domestica "artigianale e commerciale" e consumi annuali di 285 mc)	» 460
FIG. 5.65	Ripartizione del <i>panel</i> 2024 per area geografica	» 463
FIG. 5.66	Popolazione servita dal <i>panel</i> nel 2024 per area geografica	» 463
FIG. 5.67	Rispetto degli standard specifici per area	» 464
FIG. 5.68	Totale indennizzato nel periodo 2020-2024	» 468
FIG. 5.69	Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale	» 472
FIG. 5.70	Rispetto degli standard generali per area	» 473
FIG. 5.71	Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica	» 474
FIG. 5.72	Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica	» 474
FIG. 5.73	Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2024	» 478
FIG. 5.74	Macro-indicatore MC1: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2024	» 478
FIG. 5.75	Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2024	» 479
FIG. 5.76	Macro-indicatore MC2: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2024	» 480
FIG. 5.77	Opex _{QC} quantificati nel sessennio 2024-2029 <i>pro capite</i> per area geografica	» 482
FIG. 6.1	Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica	» 486
FIG. 6.2	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività	» 487
FIG. 6.3	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività	» 487
FIG. 6.4	Gestori non Enti pubblici per attività svolta	» 488
FIG. 6.5	Gestori Enti pubblici per attività svolta	» 488
FIG. 6.6	Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani dal 2022 al 2023	» 489
FIG. 6.7	Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2017-2023)	» 490
FIG. 6.8	Andamento della raccolta differenziata per regione e confronto con gli obiettivi (2022-2023)	» 490
FIG. 6.9	Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2023	» 491
FIG. 6.10	Variazioni percentuali nel biennio 2022-2023 dei quantitativi raccolti per le principali frazioni merceologiche, per area geografica e a livello nazionale	» 491
FIG. 6.11	Percentuali di riciclo e raccolta differenziata vs obiettivo comunitario (2010-2023)	» 493
FIG. 6.12	Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2023	» 493
FIG. 6.13	Predisposizioni tariffarie per regione trasmesse all'Autorità, relative al periodo 2024-2025	» 495
FIG. 6.14	Distribuzione della popolazione per classe dimensionale degli ETC	» 496
FIG. 6.15	Variazione media annuale delle entrate e del limite di crescita	» 497
FIG. 6.16	Variazione media delle entrate tariffarie e del limite annuale di crescita, anno 2024	» 497
FIG. 6.17	Distribuzione degli ambiti tariffari e della relativa popolazione per schemi regolatori	» 498

FIG. 6.18	Composizione media del limite di crescita alle entrate tariffarie	pag. 499
FIG. 6.19	Valori medi del coefficiente di recupero di produttività, anno 2024	» 499
FIG. 6.20	Valori medi del parametro ω_a nel 2024	» 500
FIG. 6.21	Valori medi del fattore di <i>sharing</i> b_a nel 2024	» 501
FIG. 6.22	Andamento del valore di <i>sharing</i> e dell'incidenza degli AR e AR _{sc} sul totale dei costi	» 501
FIG. 6.23	Composizione media dei costi di gestione 2024 – dettaglio per componente	» 502
FIG. 6.24	Distribuzione delle proposte tariffarie per livello delle entrate tariffarie nel 2024	» 503
FIG. 6.25	Entrate tariffarie medie unitarie 2024 per macroarea, dettaglio per componente	» 504
FIG. 6.26	Distribuzione della popolazione per classe di H “di partenza” in Italia	» 505
FIG. 6.27	Distribuzione geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie	» 506
FIG. 6.28	Distribuzione delle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità per Schemi regolatori	» 509
FIG. 6.29	Valori medi fattori di <i>sharing</i> per le proposte tariffarie approvate dall'Autorità	» 510
FIG. 6.30	Copertura <i>panel</i> per area geografica (percentuale popolazione servita, anno 2023)	» 511
FIG. 6.31	Percentuale di popolazione servita in funzione del regime di prelievo (2023)	» 513
FIG. 6.32	Percentuale di popolazione servita in funzione del regime di prelievo: ripartizione per area geografica (2023)	» 514
FIG. 6.33	Tasso di raccolta differenziata per regime di prelievo (2023)	» 515
FIG. 6.34	Tasso percentuale di raccolta differenziata in funzione del logaritmo della popolazione degli ambiti tariffari in regime di TCP e TARIP (2023)	» 515
FIG. 6.35	Tasso percentuale di raccolta differenziata per area geografica: confronto tra tasso medio complessivo e tasso medio degli ambiti in regime di TCP (2023)	» 516
FIG. 6.36	Tasso percentuale di raccolta differenziata per dimensione dell'ambito tariffario: confronto tra tasso medio complessivo e tasso medio degli ambiti in regime di TCP (2023)	» 516
FIG. 6.37	Incidenza percentuale delle entrate tariffarie relative alle componenti di costo fisso (2023)	» 517
FIG. 6.38	Ripartizione percentuale delle entrate tariffarie attribuite alle utenze domestiche e incidenza percentuale delle utenze domestiche sul totale delle utenze (2023)	» 518
FIG. 6.39	Ripartizione percentuale delle entrate tariffarie attribuite alle utenze domestiche e incidenza percentuale delle utenze domestiche sul totale delle utenze (scala di bacino, 2023)	» 519
FIG. 6.40	Rapporto tra i coefficienti K_b per 5 componenti e K_b per 1 componente del nucleo familiare di un'utenza domestica (scala di bacino, 2023)	» 520
FIG. 6.41	Spesa media annua TARI 2023 per un'utenza domestica tipo	» 521
FIG. 6.42	Spesa media annua TARI 2023 per fascia di popolazione degli ambiti tariffari	» 521
FIG. 6.43	Livello di copertura della popolazione del <i>panel</i> per macroarea geografica	» 523
FIG. 6.44	Incidenza degli Schemi regolatori del <i>panel</i> rispetto alla popolazione nazionale	» 524
FIG. 6.45	Distribuzione degli Schemi II e III per regione	» 524
FIG. 6.46	Rispetto degli obblighi minimi per i rispondenti compresi nel <i>panel</i> in Schema I per gli anni 2023 e 2024	» 526
FIG. 6.47	Rispetto degli obblighi minimi per gli ambiti tariffari, suddivisi per popolazione residente, compresi nel <i>panel</i> in Schema I per il 2024	» 527
FIG. 6.48	Rispetto degli standard generali di qualità contrattuale per singolo indicatore	» 531
FIG. 6.49	Gestioni adempienti e inadempienti per singolo indicatore e relativo standard generale di qualità tecnica	» 533



CAPITOLO

1



**CONTESTO
INTERNAZIONALE
E NAZIONALE**

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Nel 2024 la complessità del contesto internazionale si è accentuata in conseguenza del permanere dei conflitti in Ucraina e nell'area israelo-palestinese, a cui si sono aggiunti, verso fine anno, annunci di dazi da parte della nuova amministrazione degli Stati Uniti. La crescita dell'economia mondiale (+3,3%) è risultata sostanzialmente in linea con quella dei due anni precedenti, pur beneficiando di una graduale normalizzazione della politica monetaria da parte di molte banche centrali. Infatti, nel corso dell'anno la riduzione dei prezzi dell'energia e dei beni ha contribuito al rientro dell'inflazione complessiva al consumo, nonostante le pressioni inflazionistiche abbiano continuato a essere presenti, seppure in attenuazione, in numerose economie. Secondo l'indice mondiale del Fondo monetario internazionale (FMI), dopo la decisa riduzione osservata nel 2023, nel 2024 i prezzi delle materie prime in aggregato sono scesi solo marginalmente (-0,5%), restando comunque al di sopra dei livelli del 2021. Il calo registrato è stato, quindi, interamente dovuto alla componente energetica.

In questo quadro, la *performance* degli scambi mondiali ha tratto beneficio anche dall'economia cinese, dai crescenti investimenti pubblici e dal buon andamento dei servizi, sostenuti dalla ripresa del turismo. Nell'ultimo trimestre dell'anno il ritmo di crescita è stato però meno dinamico e gli squilibri commerciali si sono ampliati, avvicinandosi a quelli rilevati due anni prima, con un elevato deficit commerciale da parte degli Stati Uniti, contrapposto all'ampio surplus della Cina. Complessivamente, nel 2024, la bilancia commerciale dell'Unione europea ha registrato un saldo positivo, come già nel 2023 e dopo il deficit nel 2022 causato in larga parte dalla crisi energetica.

Secondo i dati del FMI, nel 2024 i Paesi asiatici in via di sviluppo, con il +5,3%, hanno mostrato la maggiore crescita economica, seppur in leggero rallentamento rispetto al 5,6% del 2023, con la Cina che ha segnato +5,0% e l'India +6,5%. Tra le economie avanzate, gli Stati Uniti hanno fatto rilevare un aumento del 2,8% sostenuto prevalentemente dai consumi privati, che hanno beneficiato della crescita dell'occupazione e dei salari reali e della spesa pubblica. Mentre il Giappone ha riportato una variazione pressoché nulla e in netto rallentamento rispetto al 2023 (0,1% dall'1,9%). Crescita in linea con il 2023 per l'Africa subsahariana (3,8% vs 4,0%).

L'Unione europea è cresciuta dell'1,1% e l'Area euro dello 0,9%, dove, dopo tre trimestri di aumento, negli ultimi tre mesi del 2024 il PIL in termini reali ha registrato una crescita nulla sul periodo precedente, penalizzato dalla scarsa vivacità di consumi e investimenti e dalla flessione delle esportazioni.

Sempre in riferimento all'Area euro, la congiuntura economica ha portato la BCE a ridurre progressivamente il tasso di riferimento dal 4,0% in maggio al 3,0% in dicembre. Nelle ultime tre sedute – gennaio, marzo e aprile 2025 – la Banca centrale ha proseguito nel percorso iniziato nel giugno 2024, riducendo complessivamente il tasso di ulteriori 0,75 punti percentuali.

Nei primi mesi del 2025, l'attività economica globale ha mostrato segni di rallentamento, in particolare negli Stati Uniti, dove la dinamica dei consumi, che aveva trainato la crescita nel 2024, si è affievolita con imprese e consumatori che risentono dell'incertezza sulle prospettive economiche. Anche in Cina i consumi sono rimasti deboli e in marzo il Go-

verno ha fissato l'obiettivo di crescita del PIL reale per il 2025 a "circa il 5%". Dinamica ancora modesta del PIL dell'Area euro, che ha beneficiato del proseguimento della crescita dei servizi e del recupero dell'attività nella manifattura, ma risentito di investimenti deboli e consumi che hanno continuato a crescere a tassi contenuti.

TAV. 1.1 Tassi di crescita dell'economia mondiale (in %)

PAESI E AGGREGATI	2020	2021	2022	2023	2024	PREVISIONE APRILE 2025 ^(C)	
						2025	2026
Mondo	-2,7	6,5	3,5	3,2	3,3	2,8	3,0
Economie avanzate	-3,9	5,7	2,6	1,6	1,8	1,4	1,5
Stati Uniti	-2,2	5,8	1,9	2,5	2,8	1,8	1,7
Unione europea^(A)	-5,5	6,1	3,6	0,6	1,1	1,2	1,5
Area euro	-6,1	5,9	3,4	0,4	0,9	0,8	1,2
Giappone	-4,1	2,6	1,0	1,9	0,1	0,6	0,5
Federazione Russa	-2,7	6,0	-1,2	3,6	4,1	1,5	0,9
Paesi asiatici in via di sviluppo	-0,5	7,7	4,4	5,6	5,3	4,5	4,6
Cina	2,2	8,4	3,0	5,2	5,0	4,0	4,0
India	-5,8	9,7	7,0	7,8	6,5	6,2	6,3
Asean-5^(B)	-3,4	3,4	5,5	4,1	4,6	4,0	3,9
America Latina e Caraibi	-7,0	7,3	4,2	2,3	2,4	2,0	2,4
Medio Oriente e Asia Centrale	-2,4	4,5	5,3	2,0	2,4	3,0	3,5
Africa sub-sahariana	-1,6	4,7	4,0	3,4	4,0	3,8	4,2

(A) Dal 1° febbraio 2020, il Regno Unito non è più parte dell'Unione europea; quindi i dati relativi all'Unione europea non includono il Regno Unito.

(B) Indonesia, Malesia, Filippine, Thailandia e Vietnam.

(C) I dati riportati sono quelli contenuti nel Reference Scenario del Fondo Monetario Internazionale, che incorpora le misure commerciali prese fino al 4 aprile. Si differenzia da uno "scenario pre-2 aprile" che non tiene conto dell'imposizione dei dazi e da uno "scenario post-9 aprile" che considera le implicazioni discendenti dalla pausa temporanea dei dazi verso alcuni paesi e dall'inasprimento di quelli verso la Cina.

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2025.

A complicare il quadro macroeconomico complessivo sono state poi le scelte di politica commerciale degli USA. Il 2 aprile, infatti, l'amministrazione statunitense ha annunciato nuovi dazi verso quasi tutti gli altri Paesi, commisurato al loro avanzo commerciale nei confronti degli Stati Uniti, salvo poi, il 9 aprile, sospendere temporaneamente la misura per tre mesi verso i principali partner commerciali, a eccezione della Cina verso cui sono stati ulteriormente inaspriti.

L'annuncio dei nuovi dazi ha causato una rapida e decisa correzione dei mercati finanziari internazionali, aumentato gli indici di incertezza economica e politica, determinando una revisione al ribasso delle proiezioni di crescita. Per il 2025, infatti, il FMI nel suo *reference* scenario (che incorpora le misure commerciali prese fino al 4 aprile), prefigura un rallentamento della crescita mondiale dal 3,3% del 2024 al 2,8%. Per le economie avanzate, l'aumento medio è previsto all'1,4% (dall'1,8%), sulla scia di peggiori *performance* di Canada, Giappone, UK e USA. Per gli Stati Uniti, in particolare, la revisione al ribasso (da 2,8% a 1,8%) è il risultato di una maggiore incertezza politica, di tensioni commerciali e di prospettive di domanda più deboli, data una crescita dei consumi più lenta del previsto. Per l'UE27 l'aumento stimato è dell'1,2% in linea con il +1,1% del 2024. Relativamente alla sola Area euro è attesa una variazione di +0,8%, anch'essa vicina a quella del 2024 (+0,9%).

Per i mercati emergenti e le economie in via di sviluppo, le prospettive economiche sono in media più forti, ma variano ampiamente tra le regioni. Complessivamente il blocco dovrebbe crescere del 3,7% vs il 4,3% del 2024. Guardando all'area asiatica, è stimato un declino del tasso di crescita di quasi un punto percentuale rispetto al dato dell'anno prima (4,5% vs 5,3% del 2024) e, in particolare, una diminuzione dal 5% al 4% per la Cina, che è il Paese maggiormente

interessato dalla politica tariffaria americana. Meno marcato il downgrade per l'area dell'America Latina e Caraibi, da 2,4% a 2,0% e per l'Africa sub-sahariana, da 4,0% a 3,8%. Dovrebbe, invece, crescere più velocemente il PIL in Medio Oriente e Asia Centrale, passando dal +2,4% del 2024 a +3% nel 2025. In questo caso l'allentamento delle tensioni geopolitiche, la graduale ripresa degli scambi marittimi nel Mar Rosso e la ripresa della produzione petrolifera sono i principali *key driver* delle stime.

Quanto all'inflazione, le attese del FMI sono di un calo al 4,3% nel 2025 (dal 5,8% circa del 2024) e al 3,6% nel 2026, pur tenendo conto della disomogeneità di andamento per regione e dell'alta incertezza in fase previsiva.

Mercato internazionale del petrolio

Nel 2024, i prezzi del Brent – greggio di riferimento internazionale – si sono attestati in media a 80,8 \$/bbl, un valore di poco inferiore a quello di 82,6 \$/bbl registrato nel 2023. Nell'arco dei 12 mesi, le quotazioni hanno esibito oscillazioni all'interno della banda 70-95 \$/bbl, rispondendo principalmente alle percezioni e ai fatti relativi a due variabili chiave: da un lato la geopolitica che, con l'escalation delle tensioni in Medio Oriente, ha aggiunto criticità a un contesto già compromesso dalla prolungata guerra tra Russia e Ucraina sostenendo le quotazioni, o meglio definendo un *floor* minimo intorno ai 70 \$/bbl; dall'altro il rallentamento della domanda cinese, primo *driver* dei consumi petroliferi mondiali da circa un ventennio, che ha agito al ribasso fornendo la percezione di un mercato adeguatamente coperto nonostante i numerosi conflitti in essere in aree chiave della produzione globale.

L'offerta, infatti, nel 2024 non è mai stata un elemento di preoccupazione, sia per la sua relativa abbondanza sia per l'anemica crescita dei consumi (inferiore a 1 mil. bbl/g). Nel complesso, il mercato ha mostrato condizioni di equilibrio, alternate a fasi di *oversupply* grazie alle produzioni esterne all'OPEC, specie di matrice USA. Pur in un contesto di fondamentali reali "rilassati", il Brent non ha comunque riportato crolli sotto la soglia dei 70 \$/bbl, in quanto il "*war premium*" ha bilanciato le spinte ribassiste. D'altro canto, proprio i fondamentali reali hanno contenuto i picchi di prezzo che sarebbero potuti derivare, specie nell'ultimo trimestre dell'anno, dall'aggravarsi della situazione in Medio Oriente, fornendo di fatto una sorta di *cap* ai prezzi.

All'inizio del 2025 gli andamenti dei prezzi del petrolio sono ancora determinati dalle due variabili di cui sopra, con l'aggiunta degli impatti – complessi da decifrare – delle strategie della nuova amministrazione Trump, potenzialmente in grado di cambiare gli equilibri commerciali e politici internazionali.

Domanda e offerta

Come anticipato, una delle variabili che ha permesso di contenere le spinte al rialzo potenzialmente derivabili da conflitti e tensioni in aree nevralgiche della produzione petrolifera mondiale è stata la crescita anemica della domanda, principalmente ascrivibile alle dinamiche della Cina.

Negli ultimi due decenni il Paese asiatico è stato il primo *driver* della crescita dei consumi mondiali. Nel periodo 2019-2023 la domanda cumulata incrementale della Cina, pari a 2,5 milioni di barili al giorno (mil. bbl/g), ha superato quella del resto del mondo (2,1 mil. bbl/g).

Tuttavia, una strategia di crescita fondata sul debito e gli effetti della pandemia hanno determinato una massiccia sovraccapacità manifatturiera causando il crollo del settore immobiliare di Pechino e, più in generale, frenando parte dell'economia. Al contempo, i cambiamenti che stanno interessando i trasporti – con la forte spinta verso veicoli leggeri elettrici e verso mezzi pesanti alimentati a gas naturale liquefatto (GNL) – e il rallentamento dell'industria petrolchimica stanno contenendo la domanda di petrolio. Nel 2024 si registra, infatti, un aumento di appena 0,1 mil. bbl/g rispetto all'anno prima che, per contro, aveva esibito una crescita di 1,4 mil. bbl/g, principalmente come effetto rebound dopo i prolungati impatti delle misure restrittive volte a contenere i contagi da Covid-19.

TAV. 1.2 Domanda mondiale di petrolio dal 2020 al 2024 e previsione per il 2025 (in milioni di barili/giorno)

PAESI E AGGREGATI	2020	2021	2022	2023	2024	PREVISIONE 2025
Paesi OCSE	42	44,8	45,6	45,7	45,7	45,5
America ^(A)	22,4	24,3	24,7	25	24,9	24,9
Europa ^(B)	12,4	13,1	13,6	13,5	13,5	13,4
Asia-Oceania ^(C)	7,2	7,4	7,3	7,2	7,2	7,1
Paesi non OCSE	49,5	52,8	54,3	56,3	57,2	58,1
Russia e altri paesi CSI	4,6	4,9	4,9	5	5	5
Europa	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Cina	14,2	15,4	15,1	16,5	16,6	16,8
Altri Asia	12,7	13,4	14,1	14,4	14,9	15,3
America Latina	5,5	5,9	6,1	6,3	6,4	6,5
Medio Oriente	8,1	8,5	9	9,1	9,2	9,3
Africa	3,8	4	4,4	4,3	4,3	4,4
TOTALE MONDO	91,5	97,7	99,9	102	102,8	103,5

(A) Canada, Cile, Messico e Stati Uniti.

(B) Austria, Belgio, Repubblica Ceca, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Ungheria, Islanda, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia e Regno Unito.

(C) Australia, Giappone, Corea e Nuova Zelanda, Israele.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2025.

Molti analisti si chiedono chi prenderà il posto della Cina come leader dei consumi petroliferi mondiali qualora la nazione asiatica dovesse effettivamente aver raggiunto il picco, soprattutto nel settore trasporti. Tuttavia, ad oggi, è difficile individuare un sostituto in quanto i tassi di crescita attesi negli altri Paesi o aggregati di Paesi rimangono distanti dagli incrementi medi annui prossimi al 5% che hanno caratterizzato il gigante asiatico, soprattutto negli anni pre-Covid. La crescita limitata di altri Paesi di Asia, Medio Oriente e America Latina può ancora trainare la domanda di petrolio ma, se il settore dei trasporti cinesi dovesse mostrare un perdurante *shift* verso il gas e i veicoli elettrici, si determinerebbe un riposizionamento verso il basso dei consumi mondiali di greggio negli anni a venire.

Per il 2024 la crescita più sostenuta dei consumi ha interessato l'insieme degli altri Paesi asiatici (+0,3 mil. bbl/g) mentre Medio Oriente e America Latina hanno segnato un aumento più modesto e pari a 0,1 mil. bbl/g, allineato a quello cinese. Stabili i consumi petroliferi in Europa (sia OCSE che non OCSE), Asia-Oceania e Africa, mentre l'aggregato America riporta un lieve calo su base annua (-0,1 mil. bbl/g). Complessivamente, i consumi dell'area OCSE si sono attestati a 45,7 mil. bbl/g, senza particolari variazioni rispetto al 2023 e con previsione di una leggera contrazione a 45,5 mil. bbl/g nel 2025. L'aumento complessivo della domanda mondiale nel 2024 (+0,8 mil. bbl/g) è stato, quindi, al netto di arrotondamenti, di matrice interamente non-OCSE; si stima una crescita analoga anche per il prossimo anno quando i consumi dei Paesi in via di sviluppo sono attesi portarsi a 58,1 mil. bbl/g rispetto ai 57,2 mil. bbl/g del 2024.

In generale, per il 2025, si prospetta un mercato ancora caratterizzato da una domanda debole con una crescita attesa di 0,7 mil. bbl/g. Le dinamiche della Cina rimangono la principale incognita di breve termine; la nuova ondata di stimoli governativi sta facendo sperare in una crescita economica più sostenuta, ma non è ancora chiaro quale sarà l'impatto di queste misure sui consumi petroliferi del Paese, in particolare se saranno sufficienti a superare le sfide commerciali in essere e i più ampi fattori strutturali che hanno intaccato la domanda di greggio del paese asiatico. Le previsioni dei diversi centri di analisi sono disomogenee al riguardo seppur generalmente in rialzo rispetto a quelle relative al 2024.

Nel complesso, nonostante il tangibile rallentamento dei consumi mondiali, non sembra ancora profilarsi un arresto della crescita, soprattutto in ragione della tenuta dei settori trasporti e petrolchimico. Tuttavia, l'Agenzia internazionale per l'energia colloca il conseguimento del picco su scala mondiale al 2028, un orizzonte temporale estremamente ravvicinato.

A fronte della crescita contenuta dei consumi, la produzione globale non ha mostrato particolari criticità. L'aumento della produzione dei Paesi esterni all'OPEC (inclusi alcuni Stati che aderiscono all'OPEC Plus) e il confortante livello di *spare capacity* OPEC sono elementi che hanno conferito al mercato una certa tranquillità. L'aggregato Americhe è quello che ha mostrato la crescita più sostenuta (+0,8 mil. bbl/g) e, congiuntamente all'America Latina, ha coperto l'intero incremento registrato nel 2024 su scala mondiale, compensando i decrementi rilevati in altre aree. Rimane forte il traino della produzione statunitense, con gli Stati Uniti che si confermano primo produttore mondiale di greggio con un livello superiore a 13 mil. bbl/g e un trend in continua crescita, benché più moderata rispetto al periodo 2021-2023. La rielezione di Trump alla presidenza degli Stati Uniti ha inizialmente portato molti analisti a ritenere probabile un'ulteriore spinta all'offerta dell'area; tuttavia, una simile evenienza incontra ostacoli legati alla rigorosa disciplina finanziaria cui le imprese statunitensi sono soggette e al livello dei prezzi internazionali, oggi intorno ai 65 \$/bbl. Si ricorda, infatti, che si tratta di produzioni con cicli di investimento brevi e fortemente elastiche all'andamento delle quotazioni.

Sostanzialmente stabile il contributo degli altri Paesi esterni all'OPEC, fatta eccezione per l'insieme Russia e altri Paesi CIS che segnano un decremento su base annua di 0,3 mil. bbl/g, principalmente determinato dalle dinamiche di Mosca su cui gravano gli effetti di sanzioni ed embarghi imposti da Europa e Stati Uniti.

TAV. 1.3 Produzione mondiale di petrolio dal 2020 al 2024 e previsione per il 2025 (in milioni di barili/giorno)

PAESI E AGGREGATI ^(A)	2020	2021	2022	2023	2024	PREVISIONE 2025 ^(B)
Paesi OCSE	28	28,2	29,5	31,1	31,9	32,5
Americhe	23,9	24,3	25,8	27,5	28,3	28,8
Europa	3,6	3,4	3,2	3,2	3,2	3,3
Asia-Oceania	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
Paesi non OCSE	31,7	30,5	32,3	32,7	32,6	33,1
Russia e altri Paesi CSI	13,5	13,8	13,9	13,8	13,5	13,7
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	4	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4
Resto Asia	3	2,9	2,7	2,7	2,6	2,6
America Latina	5,3	5,3	5,7	6,2	6,4	6,8
Medio Oriente	3	3,1	3,2	3,1	3,1	3,2
Africa	2,7	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

(segue)

PAESI E AGGREGATI ^(A)	2020	2021	2022	2023	2024	PREVISIONE 2025 ^(E)
Guadagni di raffinazione	2,1	2,2	2,3	2,4	2,4	2,4
Biocarburanti ^(B)	2,6	2,8	2,9	3,1	3,3	3,4
Totale non OPEC	64,4	64,9	66,9	69,3	70,2	71,5
Totale OPEC ^(C)	29,7	30,6	33,1	32,9	32,8	32,8
Greggio	24,5	25,3	27,7	27,4	27,3	27,1 ^(E)
TOTALE MONDO	94,1	95,5	100	102,3	103	104,3 ^(E)
Variazione scorte ^(D)	2,2	-2	0,1	0,3	0,2	0,1 ^(E)

(A) I dati AIE sulla produzione mondiale di petrolio per paesi o aggregati includono greggio, condensati e frazioni liquide del gas naturale (Natural Gas Liquids-NGLs) e altre fonti non convenzionali.

(B) Biocarburanti prodotti in Paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

(C) Riferito ai Paesi appartenenti all'OPEC.

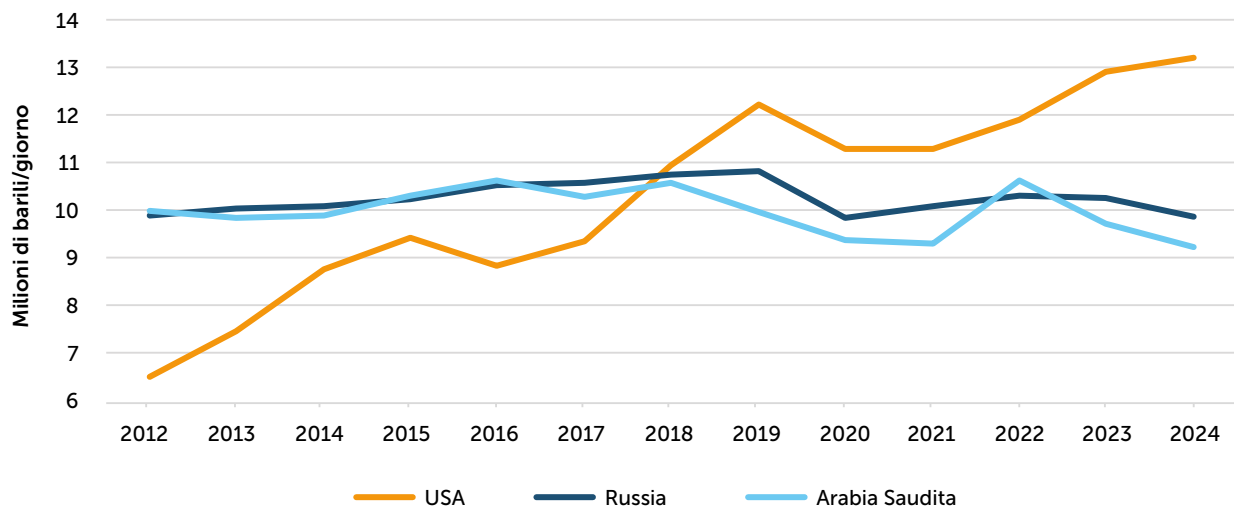
(D) Calcolata come differenza tra fabbisogno e offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e differenze statistiche.

(E) Previsioni RIE.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2025.

Relativamente all'OPEC in senso stretto, la produzione si è portata in media annua a 27,1 mil. bbl/g nel 2024, un livello inferiore di 1,5 mil. bbl/g rispetto a quello del 2023. Tuttavia, occorre considerare che il confronto è falsato dall'assenza dell'Angola, uscita dall'OPEC il 1° gennaio 2024; al netto di questo cambiamento, la riduzione dei Paesi OPEC è stata quindi di circa 300.000 bbl/g rispetto all'anno precedente. A eccezione di Iran e Nigeria, i restanti Paesi membri hanno esibito decrementi o sostanziale stabilità rispetto all'anno precedente, in ragione del proseguimento della politica di tagli attuata in seno all'OPEC Plus. Si ricorda, infatti, che a partire dal 2016 – soprattutto in risposta al drastico calo dei prezzi del petrolio causato dal significativo aumento della produzione di *shale oil* negli Stati Uniti – l'OPEC ha firmato un accordo con altri dieci Paesi produttori – tra cui la Russia – per creare quella che oggi è nota come OPEC Plus. Da quel momento in poi, e nonostante la sfiducia dominante circa la sua tenuta, l'Alleanza ha portato avanti una politica di tagli, alternata a momenti di attenuamento degli stessi in base alle condizioni contingenti del mercato, conferendo allo stesso una certa stabilità. Osservando i dati medi del 2024, si nota, tuttavia, che la riduzione della produzione ha riguardato principalmente i Paesi OPEC, mentre gli Stati esterni all'Organizzazione ma facenti parte dell'Alleanza estesa hanno riportato un lieve incremento produttivo (0,25 mil. bbl/g circa).

FIG. 1.1 Produzione di petrolio nei primi tre Paesi produttori



Fonte: U.S. Energy Information Administration.

TAV. 1.4 Produzione trimestrale di greggio OPEC-OPEC+ (in milioni di barili/giorno)

PAESI O AREE	2023					2024				
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA
Arabia Saudita	10,42	10,14	9,02	8,95	9,63	8,99	8,98	9,02	8,95	8,99
Iraq	4,39	4,12	4,29	4,33	4,28	4,25	4,27	4,33	4,24	4,27
Emirati Arabi Uniti	3,44	3,27	3,23	3,23	3,29	3,19	3,25	3,29	3,23	3,24
Iran	2,70	3,00	3,11	3,14	2,99	3,23	3,34	3,40	3,39	3,34
Kuwait	2,68	2,63	2,57	2,57	2,61	2,46	2,49	2,51	2,54	2,50
Nigeria	1,27	1,15	1,21	1,32	1,24	1,33	1,27	1,33	1,41	1,34
Libia	1,15	1,16	1,15	1,17	1,16	1,12	1,19	0,91	1,09	1,08
Algeria	1,01	0,97	0,95	0,96	0,97	0,91	0,91	0,91	0,90	0,91
Venezuela	0,71	0,79	0,79	0,79	0,77	0,85	0,88	0,91	0,89	0,88
Congo	0,28	0,28	0,27	0,26	0,27	0,25	0,26	0,26	0,25	0,26
Gabon	0,20	0,20	0,23	0,23	0,22	0,22	0,22	0,22	0,24	0,23
Guinea Equatoriale	0,05	0,06	0,06	0,05	0,06	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06
Angola ^(A)	1,05	1,10	1,17	1,16	1,12					
TOTALE OPEC	29,35	28,87	28,05	28,16	28,61	26,87	27,12	27,15	27,19	27,08
ALTRI OPEC+	15,22	13,85	13,63	13,71	14,10	14,68	14,35	14,26	14,11	14,35
TOTALE OPEC+	44,57	42,72	41,68	41,87	42,71	41,55	41,47	41,41	41,30	41,43

(A) L'Angola è uscita dall'OPEC il 1° gennaio 2024 e da allora non fa più parte nemmeno di OPEC Plus.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, varie edizioni.

L'Arabia Saudita, in particolare, è quella che ha ridotto in misura maggiore la sua offerta a seguito anche dell'implementazione di tagli volontari aggiuntivi rispetto a quelli decisi in seno all'Alleanza; nel 2024, il livello produttivo di Riad è stato quindi pari ad appena 9 mil. bbl/g, significativamente inferiore a quello degli Stati Uniti e, in misura meno netta, all'*output* della Russia (9,9 mil. bbl/g). A differenza di questi ultimi, tuttavia, il Paese medio-orientale può contare su una significativa *spare capacity* (3,1 mil. bbl/g), utilizzabile in caso di necessità.

All'interno del nucleo dei Paesi OPEC in senso stretto, Iran e Nigeria riportano dinamiche in controtendenza in quanto esentate dalla politica dei tagli per via dei limiti alla produzione domestica causati rispettivamente dalle sanzioni internazionali e dai disordini interni. In particolare, l'Iran ha mostrato un aumento consistente della produzione (+0,35 mil. bbl/g), in parte ascrivibile all'entrata in funzione di due nuovi campi.

TAV. 1.5 Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno (in milioni di barili/giorno)

PAESI	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2021	2022	2023	2024	2021	2022	2023	2024
Arabia Saudita	12,2	12,2	12,2	12,1	2,2	1,7	3,2	3,1
Iran	3,8	3,8	3,8	3,8	1,3	-	-	-
Iraq	4,8	4,7	4,8	4,9	0,5	0,3	0,4	0,6
Emirati Arabi Uniti	4,0	4,1	4,2	4,3	1,2	0,9	1,0	1,1

(segue)

PAESI	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2021	2022	2023	2024	2021	2022	2023	2024
Kuwait	2,8	2,8	2,8	2,9	0,2	0,1	0,3	0,4
Nigeria	1,5	1,4	1,4	1,4	0,3	0,1	0	-0,1
Libia	1,2	1,2	1,2	1,2	0,2	0	0	0
Algeria	1,0	1,0	1,0	1,0	0	0	0,1	0,1
Congo	0,3	0,3	0,3	0,3	0	0	0	0
Gabon	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0	0
Guinea Equatoriale	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0
Venezuela	0,8	0,8	0,8	0,9	0	0,1	0	0
TOTALE ^(A)	32,8	32,6	32,8	33,1	6,0	3,3	5,1	5,3

(A) Nel totale non è stata inserita l'Angola che è uscita dall'OPEC il 1° gennaio 2024. In questo caso, per rendere il confronto omogeneo, l'Angola viene tolta anche negli anni precedenti il 2024.

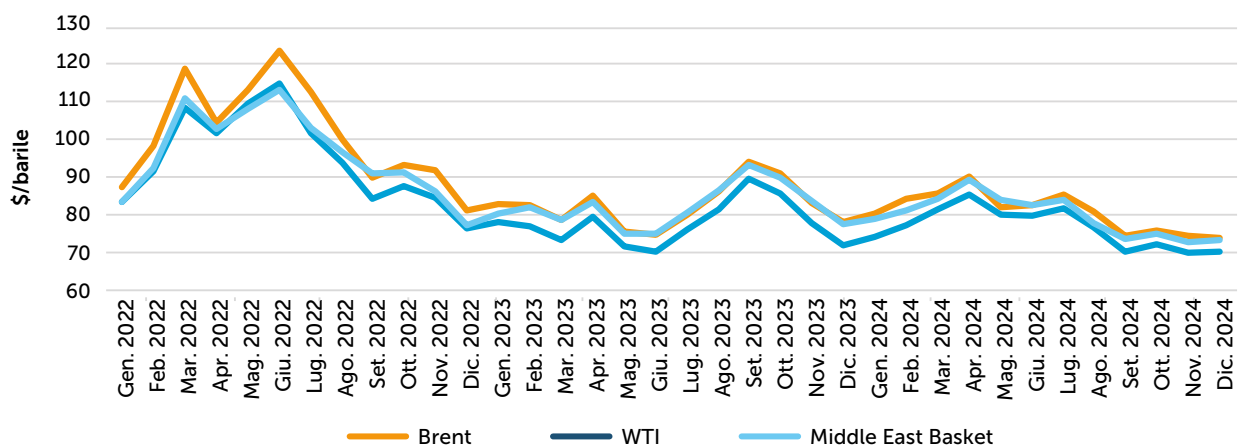
Fonte: AIE, *Oil Market Report*, 2024.

In sintesi, nel 2024 l'offerta mondiale di petrolio non è mai stata un elemento concreto di preoccupazione. Nel complesso, il mercato ha esibito condizioni di equilibrio, alternate a momenti di *oversupply* grazie alle produzioni esterne all'OPEC, specie di matrice USA. Ha inoltre potuto contare su oltre 5 mil. bbl/g di *spare capacity*, concentrati principalmente in Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti. In questo contesto, al fine di sostenere i prezzi e la stabilità del mercato, l'OPEC Plus ha deciso di proseguire la politica di tagli alla produzione fino ad aprile 2025.

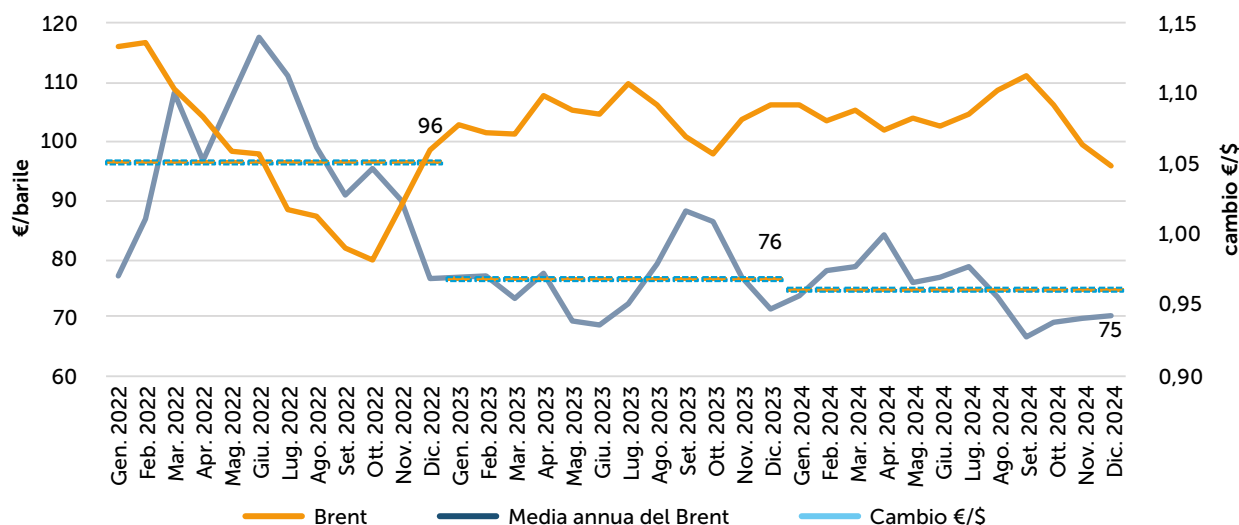
Prezzi dei greggi

Il prezzo medio del Brent per il 2024 è stato pari a 80,8 \$/bbl, mostrando oscillazioni all'interno della banda 70-95 \$/bbl. Un range su cui hanno inciso principalmente due variabili: da un lato la geopolitica, in grado di mantenere un *floor* minimo a 70 \$/bbl sotto il quale le quotazioni non sono mai scese; dall'altro le dinamiche della domanda cinese e un mercato complessivamente ben fornito che, all'opposto, hanno agito al ribasso contenendo gli spunti al rialzo più accesi che i conflitti in Medio Oriente avrebbero potuto favorire.

FIG. 1.2 Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB



Fonte: Platts.

FIG. 1.3 Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Platts e Banca centrale europea.

L'adeguatezza dell'offerta su scala mondiale, a fronte di una domanda debole, ha indotto l'OPEC Plus a prolungare i tagli alla produzione fino ad aprile 2025. Ciò, unitamente al perdurare del *war premium* legato ai conflitti in zone di produzione o di transito considerate nevralgiche per il sistema petrolifero mondiale, ha fatto sì che il Brent non scendesse mai in modo prolungato sotto la soglia dei 70 \$/bbl.

D'altro canto, i fondamentali reali hanno contenuto gli *spike* di prezzo che sarebbero potuti derivare, nell'ultimo trimestre dell'anno, dall'aggravarsi della situazione in Medio Oriente e hanno di fatto posto una sorta di *cap* ai prezzi. A inizio ottobre, dopo che l'Iran ha lanciato attacchi missilistici contro Israele per vendicare l'uccisione del leader di Hezbollah Hassan Nasrallah a Beirut e dopo che Israele ha invaso via terra la parte meridionale del Libano, i prezzi del Brent hanno risposto con un incremento sensibile: dal 30 settembre al 7 ottobre sono passati da 72 a 80 \$/bbl. Tuttavia, la fiammata è stata di breve durata: da ottobre a dicembre, infatti, le quotazioni hanno prevalentemente oscillato nel range 70-75 \$/bbl, non essendosi verificati eventi tali da impattare sulla produzione in modo significativo.

Mercato internazionale del gas naturale

In un quadro internazionale di crescita della domanda, spinta dai Paesi dell'Asia Pacifico, nel 2024 i mercati del gas hanno proseguito il percorso intrapreso l'anno precedente in ricerca di un nuovo equilibrio dopo la grande crisi del 2022. Pur segnando medie annue inferiori al 2023, nelle principali aree di importazione (Europa e Asia Pacifico) i prezzi hanno registrato importanti rialzi nella seconda parte del 2024. Con un mercato del GNL ancora corto, anche per ritardi nell'entrata in funzione di nuova capacità, le tensioni di natura geopolitica sono state in diverse fasi dell'anno il *driver* principale dei prezzi, prima ancora delle dinamiche dei fondamentali. Il contesto è rimasto incerto, caratterizzato in Europa da una volatilità delle quotazioni sempre elevata e da una crescente finanziarizzazione degli scambi. Il mercato è in attesa che nel 2025 l'offerta si ampli per la prevista entrata in esercizio di nuovi liquefattori e che si giunga a soluzioni per le crisi geopolitiche. Elementi che contribuirebbero a ridurre i livelli di rischio e favorirebbero un riequilibrio più strutturale dei mercati.

Domanda di gas naturale

Nel 2024 a livello mondiale i consumi di gas naturale hanno conosciuto una crescita del 2,8% pari a 115 G(m³), tasso più elevato rispetto alla media del 2,0% del periodo 2010-2020, confermando il trend di ripresa intrapreso nei dodici mesi precedenti (+0,8%). Complessivamente sono stati consumati 4.212 G(m³) toccando il nuovo picco storico. A trainare l'aumento soprattutto i Paesi dell'area Asia Pacifico, che hanno assorbito circa il 45% della richiesta incrementale segnando una variazione annua di +5,5% (Tav. 1.6), con in testa Cina (+8,4%) e India (+10% ca.). A supportare l'aumento dei consumi asiatici sono stati soprattutto i seguenti fattori: crescita economica, ondate di calore nel secondo trimestre 2024 che hanno sostenuto i consumi nel termoelettrico, calo dei prezzi del GNL nel primo semestre, aumento dell'utilizzo di gas in sostituzione di petrolio e derivati in settori come trasporto e generazione elettrica.

Risultano in aumento anche i consumi dell'area eurasiatica (+4%), mentre meno marcato è l'incremento di Nord America e Centro-Sud America, che comunque crescono rispettivamente dell'1,8% e dell'1,4% sulla spinta di una maggiore richiesta del comparto elettrico, di un boom nella produzione interna di *shale gas* (Argentina) e della riduzione della generazione idroelettrica in Brasile a causa della siccità. In crescita anche la domanda del Medio Oriente (+2,4%) che ha superato i 600 G(m³). Incrementi più modesti hanno invece registrato sia l'intero blocco OCSE (+0,6%), che l'Africa (+0,6%) e l'UE (+0,5%).

In termini settoriali, a livello mondiale l'aumento dei consumi è imputabile soprattutto alla crescita della richiesta dell'industria (anche in termini di generazione per autoconsumo) nei più importanti mercati asiatici, che risulta responsabile del 45% della domanda incrementale, nonché di quella del comparto termoelettrico in Nord America, Asia ed Eurasia, che ha più che compensato la minore domanda per la generazione elettrica europea. La produzione di energia elettrica risulta il settore a maggior consumo di gas, con una quota del 40%, seguita dagli usi industriali con il 27% e dalla domanda residenziale e terziaria con il 20%.

TAV. 1.6 Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo (in G(m³))

PAESI E AGGREGATI	2021	2022	2023	2024	VARIAZIONE 2024/2023
Africa	168	169	176	177	0,6%
Asia pacifico	891	877	906	956	5,5%
Centro e Sud America	153	148	147	149	1,4%
Eurasia	649	622	631	656	4,0%
Europa	609	524	488	490	0,4%
Medio Oriente	562	580	592	606	2,4%
Nord America	1.091	1.144	1.157	1.178	1,8%
TOTALE MONDO^(A)	4.123	4.063	4.097	4.212	2,8%
<i>di cui:</i>					
Paesi OCSE	1.820	1.807	1.772	1.782	0,6%
Unione europea	412	355	330	332	0,5%
Cina	367	364	393	426	8,4%
Usa	874	919	928	946	1,9%
Russia	516	487	495	516	4,2%

(A) La domanda non include le iniezioni nette in stoccaggio.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati AIE Gas Market Report Q1 2025, AIE Monthly Gas Statistics marzo 2025 ed Eurostat.

Guardando al blocco OCSE (Tav. 1.7), dopo il calo del 2% registrato l'anno precedente, nel 2024 si rilevano consumi in crescita modesta (+0,6%) e pari a 1.782 G(m³). Sul valore medio incide soprattutto l'aumento dell'OCSE Asia-Oceania (+2%) e dell'OCSE Europa (+1%), mentre rimane ferma la domanda dell'area Americhe.

Nell'Unione europea, dopo la flessione del 7% nel 2023, i consumi di gas hanno registrato un leggero aumento dello 0,5% e un volume totale di circa 332 G(m³), cifra ben inferiore ai 412 G(m³) del 2021 (-19%). L'aumento medio è soprattutto conseguenza della crescita della domanda nell'ultimo trimestre. Infatti, se nei primi tre trimestri i consumi si sono attestati sempre su livelli inferiori ai corrispondenti periodi del 2023, nell'ultimo trimestre si è realizzata una sensibile ripresa, quantificabile nell'8% circa, il tasso di crescita trimestrale più alto dal terzo trimestre 2021 durante il rimbalzo post-Covid. A guidare l'aumento degli ultimi mesi del 2024 sono state soprattutto le temperature inferiori a quelle dei precedenti due anni, che hanno sostenuto la domanda per riscaldamento, nonché una minore produzione elettrica da fonti rinnovabili imputabile ad una ventosità molto bassa, soprattutto in novembre e nella prima decade di dicembre. La stasi di vento, che ha colpito soprattutto la Germania, dove l'eolico (*onshore + offshore*) copre ormai circa il 30% del *mix* elettrico, ha determinato un significativo aumento nel termoelettrico della domanda di gas, fonte confermata ancora cruciale nella stabilizzazione del sistema elettrico europeo, costituendo uno strumento fondamentale di flessibilità per la copertura della domanda di elettricità nei momenti in cui la produzione rinnovabile non programmabile diminuisce per ragioni meteorologiche. Anche i consumi industriali, pur rimanendo nettamente al di sotto del periodo pre-crisi, hanno conosciuto un lieve aumento, beneficiando di un contesto di prezzi inferiori rispetto agli anni precedenti.

TAV. 1.7 Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (in G(m³))

PAESI E AGGREGATI	2020	2021	2022	2023	2024
OCSE Americhe					
Produzione interna	1.172	1.208	1.271	1.324	1.319
+ Importazioni	110	118	122	117	121
- Esportazioni	221	268	281	298	309
- Variazione scorte	8	-7	-10	22	0
Consumo lordo ^(A)	1.048	1.059	1.111	1.121	1.122
OCSE Asia-Oceania					
Produzione interna	170	180	193	190	190
+ Importazioni	168	166	160	149	151
- Esportazioni	102	113	116	115	116
- Variazione scorte	-1	-3	2	1	-1
Consumo lordo ^(A)	236	224	226	216	220
OCSE Europa					
Produzione interna	202	194	204	185	187
+ Importazioni	733	737	697	561	522
- Esportazioni	442	414	391	306	283
- Variazione scorte	-13	-23	36	4	-16
Consumo lordo ^(A)	507	534	470	435	439
Totale OCSE					
Produzione interna	1.544	1.582	1.669	1.700	1.696

(segue)

PAESI E AGGREGATI	2020	2021	2022	2023	2024
OCSE Americhe					
+ Importazioni	1.011	1.021	979	827	793
- Esportazioni	765	795	788	718	708
- Variazione scorte	-6	-27	28	27	-17
Consumo lordo^(A)	1.790	1.820	1.807	1.772	1.782

(A) Il consumo lordo include differenze statistiche che non sono evidenziate.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, marzo 2025.

La variazione dei consumi non è stata dello stesso segno per tutti i Paesi: in riferimento ai primi cinque mercati per dimensione, all'aumento di Germania (+1,6%), Italia (+0,6%), Paesi Bassi (+1,3%), si contrappone una riduzione per Francia (-6,2%) e Spagna (-4,4%), dove maggiore è stato il peso sul *mix* elettrico di fonti alternative, rispettivamente nucleare (+12% su 2023) e rinnovabili (+11%).

Il dato italiano muove soprattutto dal recupero dei consumi negli ultimi mesi dell'anno, dovuto a temperature più rigide, che hanno sostenuto i prelievi delle reti di distribuzione (+2,1% sul 2023) e a una ripresa marginale dell'industria (+1,6%, ma con quattro giorni lavorativi in più). Hanno conosciuto, invece, una moderata flessione i consumi destinati alla generazione elettrica scesi dell'1,4%, nonostante l'aumento sensibile nell'ultima parte dell'anno e il rimbalzo di agosto (+21,4%) a seguito di un significativo incremento della domanda elettrica per le elevate temperature.

TAV. 1.8 Consumi di gas naturale nell'Unione europea (in G(m³))

PAESI E AGGREGATI	2020	2021	2022	2023	2024	VARIAZIONE 2023/2024
Austria	8,8	9,3	8,2	7,0	7,0	0,3%
Belgio	18,3	18,3	15,7	14,8	14,1	-4,4%
Bulgaria	3	3,4	2,7	2,6	2,7	7,6%
Cechia	8,8	9,5	7,6	6,8	6,8	-0,3%
Croazia	3	2,9	2,5	2,6	2,4	-7,3%
Danimarca	2,8	3	2,3	2,3	2,3	1,1%
Estonia	0,4	0,5	0,4	0,3	0,3	8,2%
Finlandia	2,4	2,4	1,3	1,6	1,8	11,1%
Francia	38,6	40,9	37,0	32,6	30,6	-6,2%
Germania	89,3	93,6	79,3	76,5	77,7	1,6%
Grecia	5,8	6,4	5,2	4,7	6,1	30,4%
Irlanda	5,5	5,2	5,3	4,9	5,1	4,5%
Italia	71,0	76,1	68,5	61,5	61,9	0,6%
Lettonia	1,1	1,2	0,8	0,8	0,8	5,6%
Lituania	2,4	2,3	1,6	1,6	1,7	9,9%

(segue)

PAESI E AGGREGATI	2020	2021	2022	2023	2024	VARIAZIONE 2023/2024
Lussemburgo	0,7	0,8	0,6	0,6	0,6	5,6%
Malta	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	-7,1%
Paesi Bassi	44,1	42,3	33,0	31,3	31,7	1,3%
Polonia	22	23,4	19,4	20,1	21,5	7,0%
Portogallo	6	5,8	5,5	4,4	3,7	-16,9%
Romania	11,7	12,1	10,1	9,5	9,9	4,3%
Slovacchia	4,9	5,5	4,5	4,3	4,4	3,4%
Slovenia	0,9	1	0,8	0,8	0,9	8,3%
Spagna	31,7	33,6	32,3	29,0	27,7	-4,4%
Svezia	1,1	1,2	0,71	0,79	0,85	8,5%
Ungheria	10,6	11,2	9,5	8,5	8,6	0,9%
UNIONE EUROPEA	395,3	412,3	355,3	330,2	331,7	0,5%

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics Information* marzo 2025, Eurostat (per Bulgaria, Croazia, Romania, Malta), MASE (per l'Italia).

Infine, anche in considerazione dell'andamento del primo trimestre, si prevede che anche nel 2025 il consumo globale di gas continui a crescere in modo robusto a un tasso annuo del 2%, trainato principalmente dall'Asia-Pacifico.

Offerta di gas naturale

Dopo due anni di relativa stabilità, nel 2024 la produzione mondiale di gas (Tav. 1.9) ha registrato un modesto aumento dell'1,4%, dovuto a una maggiore richiesta e a una rinnovata attività *upstream*, specie in alcuni bacini produttivi. Riguardo al "gas non convenzionale", la sua produzione è cresciuta del 2%, raggiungendo un'incidenza sul totale gas prodotto del 32%, sulla scia di miglioramenti tecnologici nella fratturazione idraulica e di crescenti investimenti (si tratta però di un tasso inferiore alla media decennale del 7,3%).

A livello regionale, la crescita maggiore si è verificata in Cina (+7%) in conseguenza di maggiori investimenti (anche in risorse *unconventional*) e di un miglioramento nelle tecnologie di estrazione; l'aumento della produzione in Cina influisce su quello medio del 2,2% dell'area Asia Pacifico. Segue l'Eurasia con +3,6%, dove una maggiore richiesta interna di gas e un aumento del volume esportato hanno ridato slancio a un settore che nel biennio 2021-2023 aveva conosciuto un significativo declino (-13%). Locomotiva della crescita è soprattutto la Russia, che nonostante il contesto bellico è riuscita ad aumentare il suo *output* del 7% circa, con flussi di gas movimentati sia verso la Cina (+35% l'*export* via *Power of Siberia*), che verso stati limitrofi come l'Uzbekistan. Risultano in crescita anche le esportazioni verso l'Europa (+7%).

Segno più anche per i Paesi Mediorientali (+2,2%): dall'Iran all'Arabia Saudita, all'Oman, le *performance* produttive sono state buone, a seguito degli investimenti in E&P fatti negli anni precedenti. Produzione in crescita anche per Israele (+11%), nonostante l'emergenza nella Striscia di Gaza abbia costituito un freno allo sviluppo.

TAV. 1.9 Produzione di gas naturale nelle principali aree del mondo (in G(m³))

PAESI E AGGREGATI	2021	2022	2023	2024	VARIAZIONE 2023/2024
Africa	260	251	254	246	-3,2%
Asia Pacifico	648	660	675	690	2,2%
Centro e Sud America	148	151	147	148	0,7%
Eurasia	960	865	830	860	3,6%
Europa	222	230	215	221	2,8%
Medio Oriente	692	715	725	741	2,2%
Nord America	1.172	1.240	1.288	1.285	-0,2%
TOTALE MONDO	4.102	4.112	4.134	4.190	1,4%
<i>di cui:</i>					
Paesi OCSE	1.582	1.669	1.700	1.696	-0,2%
Unione europea	51	47	39	32	-18,1%
Cina	205	218	230	246	7,0%
Usa	967	1.021	1.061	1.060	-0,1%
Russia	762	672	638	682	6,9%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati AIE Gas Market Report Q1 2024, AIE Monthly Gas Statistics, marzo 2025 ed Eurostat.

In Europa, la crescita media del 2,8% è frutto degli aumenti provenienti dalla Turchia (piena attività del giacimento Sakarya, +178%) e soprattutto dalla Norvegia (+8%) dopo i lavori di manutenzione sugli impianti nel 2023. Ciò ha compensato, in termini continentali, il declino ormai strutturale di UK e Paesi Bassi. Infatti, riferendo l'analisi alla sola UE27, nel 2024 la produzione di gas naturale ha continuato il *trend* di decrescita ininterrotta iniziato nel 2013. La variazione percentuale rispetto al 2023 del 15% circa è la più alta mai registrata, per un volume che ha superato di poco i 30 G(m³) e che soddisfa appena il 10% dei consumi di gas dei 27 Paesi. A pesare è soprattutto la contrazione della produzione olandese dopo la cessazione totale nel 2023 delle attività produttive del giacimento di Groningen, in passato una delle principali fonti di approvvigionamento di gas europeo. I Paesi Bassi si confermano comunque come il primo produttore dell'Unione (9,7 G(m³)), seguiti da Romania (9,4 G(m³)) e Germania (3,9 G(m³)).

Diminuzione per i Paesi africani (-3,2%), che scontano scarsi investimenti, problemi di sicurezza (Nigeria) e il rallentamento produttivo dell'Egitto, che da esportatore è diventato importatore di GNL, per rispondere a una crescente fame di energia interna, dato anche il declino delle attività di sfruttamento del giacimento Zohr. Stabile, infine, la produzione statunitense, dopo la crescita ininterrotta degli ultimi anni, a causa di una domanda interna poco mossa e di una minore richiesta di GNL sul mercato internazionale.

In riferimento al blocco OCSE, l'*output* produttivo si è attestato sui medesimi valori del 2023 (-0,2%), in linea con una domanda che rimane anch'essa stabile, mentre le importazioni sono diminuite del 4,1% (-34 G(m³)) e le esportazioni dell'1,4% (-10 G(m³)). Le scorte hanno segnato una variazione negativa di 17 G(m³) (cfr. Tav. 1.7).

Le importazioni

In riferimento al blocco OCSE Europa (Tav. 1.10), il 47% delle importazioni è provenute da Paesi europei, il 7% dalla Russia, il 2% dall'Asia e il restante 44% da altre aree. Complessivamente nel 2024 le importazioni sono diminuite del 7% in ragione soprattutto del dimezzamento dei volumi provenienti dal Qatar (-51%) a causa degli attacchi dei ribelli Houthi nel Mar Rosso, che hanno compromesso il transito marittimo portando il Paese arabo a dirottare le proprie metaniere verso altre aree, privilegiando le consegne in Asia a discapito dell'Europa. Si sono ridotti, sebbene in misura minore, anche i flussi da Paesi europei (-6%), soprattutto da Germania (-44%), UK (-32%), Belgio (26%) e Paesi Bassi (-16%), a fronte invece di un aumento del gas di origine norvegese (+7%).

I volumi importati dai paesi dell'Unione europea, sono risultati di circa 275 G(m³) in calo del 6% sul 2023 e del 18% sul 2022. Il 63% è provenute via gasdotto e il 37% via GNL. Complessivamente, il principale fornitore è stata la Norvegia con il 33%, seguita dalla Russia con il 19%, dagli Stati Uniti con il 17%, dal Nord Africa con il 14%. Seguono UK (4%), Azerbaijan (4%), Nigeria (2%) Trinidad Tobago (1%) e altri fornitori (1%).

IL GNL importato è sceso del 16% in confronto al 2023, flessione ascrivibile alla concomitanza di diversi fattori: una buona regolarità dei flussi via gasdotto, la maggiore disponibilità degli stoccaggi nell'inverno '23/'24, le problematiche di transito attraverso il Mar Rosso per gli attacchi degli Houthi (nessuna nave è transitata da gennaio a giugno 2024 e pochissime nei mesi successivi), il premium offerto dall'Asia per attrarre più carichi. Il GNL è provenute per il 45% dagli Stati Uniti che si confermano principale fornitore perdendo solo l'1% di quota di mercato, seguiti dalla Russia con il 20% che ha accresciuto del 5% il proprio peso, quindi da Qatar (12%), Algeria (8%), Nigeria (5%) e Norvegia (5%).

Secondo i dati della Commissione europea, relativamente alle importazioni via gasdotto (-2% sul 2023), la Norvegia ha fornito una quota del 50%, seguita da Russia (18%), Nord Africa (18%), Azerbaijan (7%) e UK (7%). I primi mesi del 2025 sono stati poi caratterizzati dalla cessazione dal 1° gennaio dell'accordo di transito del gas russo via gasdotto attraverso l'Ucraina, causando una riduzione stimabile nel 5% dei volumi importati dall'UE.

TAV. 1.10 Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (in G(m³))

AREA DI PROVENIENZA	2020	2021	2022	2023	2024
America del Nord	104,6	114,8	116,1	112,6	116,1
Asia ^(A)	0	0	0	0	0
Europa	0,1	0	0,1	0	0,1
Altre aree	5	2,7	5,7	4,0	4,3
Totale import area: OCSE Americhe	109,6	117,6	121,9	116,7	120,6
Oceania	52,1	48,1	56,1	50,8	48,3
Asia ^(A)	62,6	59,8	57,2	55,4	57,8
Europa e Russia	11,7	12,6	11,9	10,5	10,5
Altre aree	42	45,4	34,4	32,6	34,3

(segue)

AREA DI PROVENIENZA	2020	2021	2022	2023	2024
Totale import area: OCSE Asia-Oceania	168,3	165,9	159,6	149,3	150,9
Europa	354,3	337,6	342,8	258,1	242,8
Russia	93,7	104,3	68,9	38,4	38,1
Asia^(A)	29,8	22,4	34,2	25,2	12,3
Altre aree	255,4	272,9	251,4	239,5	228,3
Totale import area: OCSE Europa	733,1	737,3	697,4	561,3	521,6

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, marzo 2024.

A livello di singoli Paesi UE importatori di GNL, i volumi si sono ridotti di quasi il 30% per Belgio e Spagna, mentre del 16% è la variazione negativa dei Paesi Bassi e del 14% quella della Francia, quest'ultima, così come nel 2023, principale importatore di GNL in UE. Leggero aumento invece per la Germania (+1%), che fino allo scoppio della guerra russo-ucraina non disponeva di alcun rigassificatore, salvo costruirne cinque nell'arco degli ultimi due anni. In Italia, le importazioni di GNL, a differenza dei flussi via gasdotti rimasti in linea con il 2023 (-1%), si sono ridotte dell'11% per ragioni riconducibili alle cause prima esposte in riferimento all'intera UE e per specifiche ragioni nazionali, quali le fermate per manutenzione dei terminali di Livorno e Panigaglia.

Nel complesso, in Europa il tasso di utilizzo dei terminali GNL, rispetto alla capacità massima di immissione sulle reti, è passato dal 63% del 2022 al 58% del 2023, al 50% nel 2024.

Gli stoccaggi nell'Unione europea

In ragione di un clima estremamente mite e di una domanda complessivamente debole anche per usi industriali e termoelettrici, l'inverno 2023/2024 era terminato con gli stoccaggi europei ancora pieni per oltre metà della loro capacità, il che aveva consentito una non problematica ricostituzione delle scorte, con siti che già a fine maggio erano pieni al 70%, mentre il target del 90% è stato raggiunto il 20 agosto, ben prima della data obiettivo fissata dalla Commissione UE (fine ottobre). Il 2024, invece, si è chiuso con livelli di riempimento inferiori ai due anni precedenti, per un maggiore ricorso alle scorte dovuto a più alti consumi per riscaldamento e per produzione termoelettrica nell'ultimo trimestre dell'anno: al 31 dicembre 2024 i siti UE erano pieni al 72,1% rispetto all'86,3% dello stesso giorno del 2023 e all'83,4% del 2022, ovvero con quasi 15 G(m³) in meno disponibili rispetto al 2023 (-10 in confronto al 2022) per affrontare il prosieguo della stagione invernale. Nel primo trimestre 2025, dopo un inizio anno in cui il venire meno del gas russo attraverso l'Ucraina aveva destato timori sul mercato e la prosecuzione di erogazioni piuttosto consistenti dai siti, temperature miti e una buona disponibilità di produzione rinnovabile hanno ridotto la domanda, allentando i ritmi di prelievo. Comunque, in media UE, gli stoccaggi hanno chiuso la stagione invernale 2024/2025 con riserve inferiori di circa 27 G(m³) rispetto alla precedente, per un livello di riempimento del 34% vs il 59%.

Volumi scambiati agli *hub*

Qualche cenno, infine, ai volumi scambiati sui principali *hub* internazionali, che dopo la riduzione di liquidità registratasi nel 2022, sono tornati ad aumentare chiudendo il 2024 su valori record. Anche il *churn rate* ha toccato i massimi da sempre. Varie le ragioni che contribuiscono a spiegare la crescita: riduzione dei costi associati alla detenzione di posizioni; incertezza dell'offerta – tra crescenti tensioni geopolitiche – che ha fornito ulteriori incentivi alle *utility midstream* e alle società di *trading* per coprire le loro posizioni lungo la curva a termine; crescente interconnessione dei mercati regionali del gas, con operatori di portafoglio globali che operano anche su *hub* al di fuori della regione di consegna fisica. Anche il "*trading* algoritmico" potenziato dall'intelligenza artificiale potrebbe avere contribuito all'aumento dei volumi scambiati.

Nell'Unione europea e nel Regno Unito, il volume di gas scambiato agli *hub* è cresciuto del 25%, superando il record raggiunto nel 2020. A guidare la crescita è stato il TTF olandese, che ha consolidato la sua quota nel commercio totale di gas europeo raggiungendo l'80%. Risulta in aumento, di conseguenza, anche il *churn rate*, raggiungendo una media di 20 punti, mai precedentemente toccati.

I volumi commercializzati sull'*Henry Hub* statunitense sono aumentati del 28%. A influenzare la crescita, bassi prezzi del gas che hanno ridotto i costi associati al trading unitamente a una crescente variabilità della domanda per la generazione elettrica.

In Asia, con riferimento al JKM (*Japan Korean Marker*), i derivati sono aumentati di quasi il 50% nel 2024, tra massicci acquisti spot di GNL e un'attività di copertura più pronunciata. Rimane però basso il *churn rate*, nell'intorno dei 4 punti, sebbene risulti in aumento rispetto ai dodici mesi precedenti.

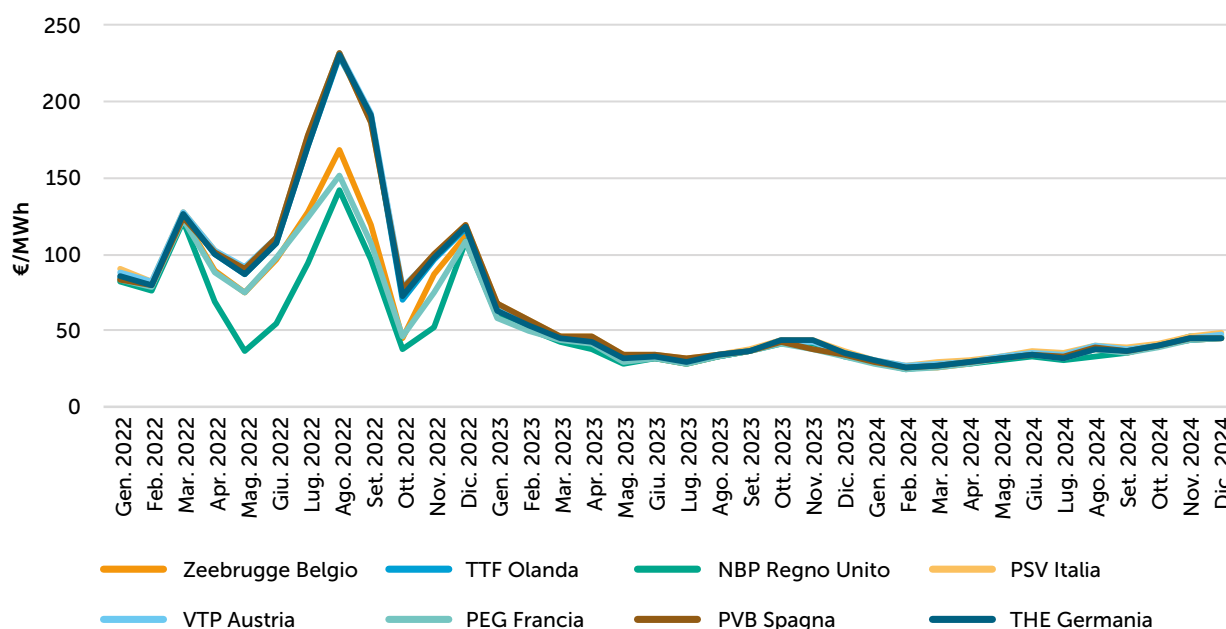
Prezzo del gas

Nel 2023, la riduzione della domanda in Europa e nei mercati maturi dell'Asia aveva contribuito ad attenuare l'impatto dello *shock* di offerta di gas del 2022 e, nonostante il mercato fosse rimasto complessivamente corto, i prezzi erano scesi significativamente dai massimi storici, pur rimanendo ben al di sopra delle medie pre-crisi, sia in Europa che in Asia. In media annua, pur persistendo un deficit di offerta, anche il 2024 ha segnato una diminuzione in tutte le aree di mercato. Tuttavia, dopo i primi mesi contrassegnati da un pronunciato andamento ribassista, i prezzi in Europa e in Asia hanno cominciato a invertire il *trend* segnando aumenti significativi.

In Europa, la media annua dei prezzi *spot* al TTF olandese è stata di 34,4 €/MWh per un calo del 15% in confronto al 2023 e del 72% rispetto al 2022. Il PSV italiano ha segnato 36,7 €/MWh con diminuzioni percentuali anno su anno analoghe all'*hub* olandese (Fig. 1.4). Sulla riduzione dei valori medi hanno pesato i primi mesi del 2024, quando, pur in un mercato del GNL sempre corto, domanda debole, elevato livello delle scorte e approvvigionamenti da gasdotto senza criticità rilevanti, avevano determinato un calo sensibile dei prezzi, che dai 43 €/MWh di novembre 2023 erano scesi ai 26-29 €/MWh di febbraio/marzo. Tuttavia, a partire dal secondo trimestre, si è assistito a una prima fase di rialzo, con quotazioni che a giugno si sono riportate in media a 34 €/MWh al TTF e a 36,7 €/MWh al PSV. I rincari sono stati conseguenza di ripetute manutenzioni sugli impianti norvegesi e di una fase di aumento della concorrenza asiatica sul GNL, nonché dell'accresciuta criticità del quadro geopolitico. I prezzi, quindi, hanno

incominciato a incorporare un *risk premium* amplificatosi nel corso dei mesi. Infatti, dopo una sostanziale stabilizzazione in luglio, in agosto i prezzi hanno ripreso a salire, sensibili più alle notizie di natura geopolitica che alla variazione dei fondamentali. Nell'ultimo trimestre, in particolare, le quotazioni hanno intrapreso una più accelerata dinamica rialzista: in dicembre al TTF i valori in media mensile hanno sfiorato i 45 €/MWh, mentre al PSV sono giunti ai 48 €/MWh, con punte giornaliere sui 49-50 €/MWh. A sostenere questa dinamica, anche il fattore temperature che ha sostenuto i consumi per riscaldamento, la riduzione dell'apporto delle fonti rinnovabili per stasi di vento e il conseguente maggiore ricorso agli stoccaggi. Inoltre, il ritardo nell'entrata in funzione di nuovi liquefattori (soprattutto in USA) e blocchi in alcuni punti di transito (Panama, Suez), hanno continuato a mantenere corto il mercato mondiale del GNL. A questi fattori va aggiunto un ulteriore premium scaturente dalla conferma dell'impossibilità di un'estensione oltre fine 2024 dell'accordo di transito del gas russo in Ucraina.

FIG. 1.4 Prezzo del gas naturale negli hub europei

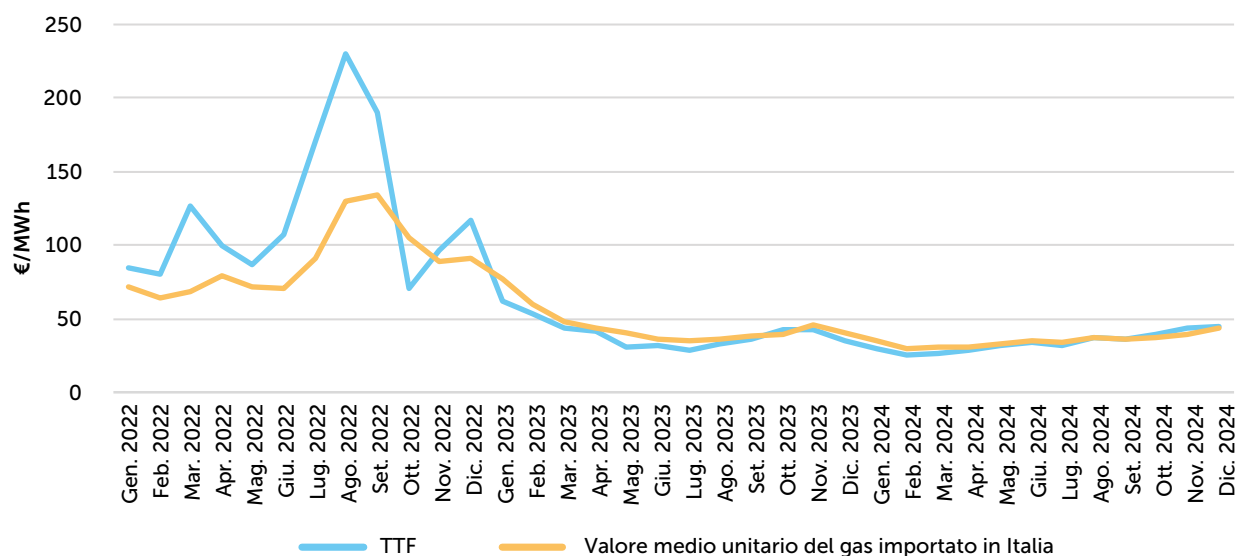


Fonte: ICIS Heren.

Lo *spread* medio annuo tra PSV e TTF è stato di 2,3 €/MWh, salito nei mesi estivi a circa 3 €/MWh per la particolare situazione di *tightness* che ha caratterizzato il mercato italiano ad agosto e per parte di settembre, con il terminale di Livorno non operativo per manutenzione straordinaria e l'import dall'Algeria ridotto per lavori sul gasdotto, in un quadro di elevata domanda per usi termoelettrici a causa del caldo persistente.

La figura 1.5 riporta l'andamento del TTF e del prezzo medio alla frontiera italiana, che nel 2024 hanno mantenuto dinamiche simili e una differenza media annua di circa 1 €/MWh.

Complessivamente, la volatilità dei prezzi *spot* nel 2024 in Europa, per quanto più contenuta rispetto al 2022 e 2023, è rimasta comunque elevata e nell'intorno del 50%, mentre si è attestata sul 40% in Asia.

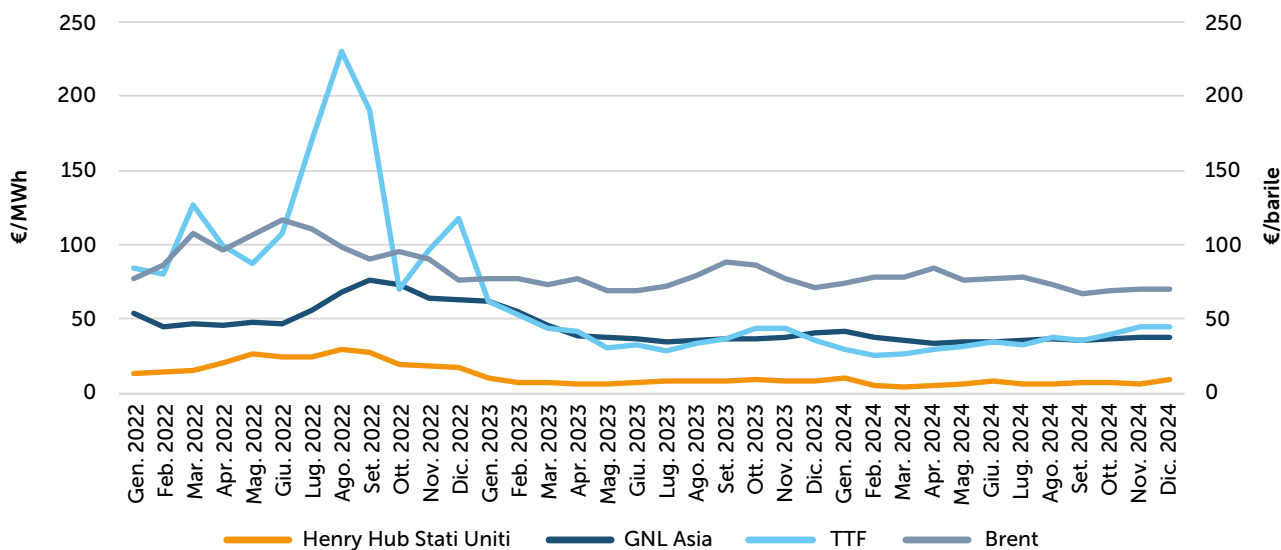
FIG. 1.5 Prezzo del gas naturale negli hub europei e prezzi all'importazione

Fonte: ICIS Heren e Istat.

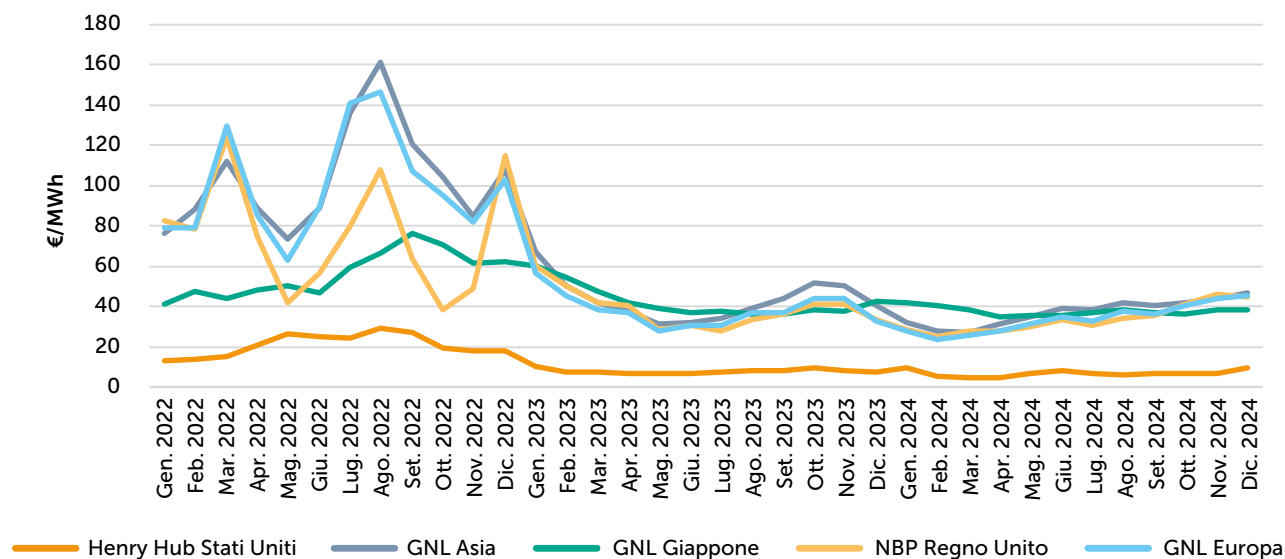
Sul mercato asiatico, i prezzi del GNL hanno segnato, in media annua, una contrazione del 12% rispetto ai valori del 2023 e del 34% sul 2022. Nella prima metà dell'anno le quotazioni sono rimaste quasi costantemente superiori a quelle del TTF (Fig. 1.6), soprattutto nel primo trimestre, quando domanda debole e livello degli stoccaggi confortante rendevano per l'Europa meno urgente la concorrenza con l'Asia sui carichi di GNL; ma il rapporto si è invertito nella seconda parte del 2024 e in particolare negli ultimi mesi, quando sono stati i prezzi europei, in rialzo per i motivi descritti, a superare i prezzi asiatici e a favorire carichi di GNL verso l'Europa. In ogni caso, i due mercati rimangono altamente interconnessi: secondo l'AIE, nel 2024, la correlazione fra il TTF e il JKM, l'indice dei prezzi *spot* dell'area nord-orientale asiatica per il GNL, ha raggiunto il valore di 0,95, il più alto di sempre.

Anche nel 2024, l'Asia si è confermato come il principale consumatore di GNL, importando l'8% in più, sia per una maggiore richiesta interna – che muove soprattutto dalla Cina, ma anche da altri buyer tradizionali come Sud Corea e Giappone – sia per la debole domanda europea che ha ridotto i prezzi, rendendo più appetibili agli esportatori le consegne presso i rigassificatori asiatici. Tra i principali acquirenti di questo bacino, figura il Giappone che ha importato un quarto di tutto il GNL esportato in Asia nel 2024, a un prezzo medio di quasi 41 \$/MWh, l'11% in meno in confronto al 2023. Dinamica simile per la quotazione media annua del GNL approvvigionato in Europa Sud Occidentale, risultata in calo del 12% sul 2023 in conseguenza della diminuita domanda (Fig. 1.7).

Il valore medio 2024 dell'*Henry Hub* statunitense, si è attestato a 2,2 doll/MBtu, il minimo dal 2020, per una variazione negativa del 14% sul 2023 (-66% sul 2022). Dopo un picco a gennaio di 10,8 doll/MBtu dovuto a un'ondata di freddo che ha fatto aumentare drasticamente i consumi, le quotazioni hanno iniziato a ripiegare sui 2 doll/MBtu, valore mantenuto per tutto l'anno, ad eccezione di una lieve ripresa a dicembre (media mensile 3 doll/MBtu). Le cause della flessione dei prezzi vanno ricercate in temperature miti che hanno depresso la domanda, riducendo la richiesta anche per la ricostituzione delle scorte rimaste al di sopra della media quinquennale (2019-2023) per gran parte del 2024. A questo ha fatto da contraltare una sostenuta produzione interna. Anche le esportazioni nette di gas naturale statunitense sono rimaste invariate per via della ritardata partenza di nuova capacità di liquefazione.

FIG. 1.6 Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent

Fonte: ICIS Heren, U.S. Energy Information Administration e World Gas Intelligence.

FIG. 1.7 Prezzi del GNL per aree

Fonte: ARERA, elaborazione su dati World Gas Intelligence.

Il primo trimestre 2025 è stato contraddistinto da due dinamiche opposte nell'andamento delle quotazioni europee. Fino a metà febbraio i prezzi hanno proseguito la fase rialzista. In un mercato europeo reso più corto dal venire meno delle residue forniture russe via gasdotto attraverso l'Ucraina, a spingere i prezzi sono state soprattutto le temperature più rigide rispetto alle medie stagionali degli ultimi due anni e le correlate preoccupazioni per il calante livello degli stoccaggi. Azioni dei traders finanziari hanno accentuato gli effetti dei fondamentali in un contesto di elevata volatilità. Da metà febbraio circa, i valori hanno invece intrapreso un trend ribassista scendendo in aprile fino a 35-38 €/MWh. Diminuzione determinata dai cambiamenti dello scenario geopolitico dovuti all'inizio delle trattative per giungere alla fine del conflitto russo-ucraino, da temperature più miti e buona disponibilità di produ-

zione rinnovabile che hanno ridotto la domanda allentando i ritmi di prelievo dagli stoccaggi, infine, dai timori di una recessione globale innescata dalla "guerra dei dazi" a seguito delle decisioni dell'amministrazione statunitense. In Asia, i prezzi del GNL ad eccezione di inizio febbraio in concomitanza con un inasprimento delle temperature, hanno mostrato un andamento ribassista, risentendo del rallentamento della domanda dei principali buyers come la Cina. Al contrario, i prezzi all'Henry Hub americano hanno chiuso il I trimestre in aumento di circa il 95% (4 doll/MBtu) sugli ultimi tre mesi 2024, a causa di temperature più rigide che hanno sostenuto la domanda a fronte di una diminuzione della produzione interna e delle scorte.

Mercato internazionale del GNL

Nel 2024 il commercio internazionale di GNL ha registrato un leggero aumento dell'1,1%, lontano dal 6% circa del 2022 e dal ritmo di crescita medio annuo dell'8% registrato nel periodo 2015-2019. Complessivamente i volumi importati si attestano a 411 Mt (+4,5 Mt sul 2023).

Quasi il 70% viene assorbito dai Paesi dell'area asiatica, che ha visto crescere la propria richiesta dell'8%, confermandosi come principale mercato di consumo. Traino della domanda è la Cina, che su base annua sfiora gli 80 Mt (+9,5%). I maggiori consumi cinesi di GNL sono anche conseguenza della stipula di nuovi contratti di fornitura a lungo termine con Qatar e USA e di prezzi del GNL mediamente più bassi rispetto al 2023. Ragione quest'ultima alla base anche della crescita della domanda dei Paesi asiatici più esposti al mercato *spot*, come l'India (+21%), che ha avuto l'urgenza di ricorrere al gas per soddisfare l'aumento dei consumi di elettricità a causa delle severe ondate di calore abbattutesi sul paese nel 2024.

Il Medio Oriente ha visto crescere del 52% il proprio import, giunto a circa 12 Mt, in conseguenza della maggiore richiesta proveniente dal Kuwait (supportata dai contratti di lungo periodo con il vicino Qatar) e soprattutto dall'Egitto, che da esportatore diventa importatore netto di GNL (circa 2,5 Mt) in ragione una maggiore domanda interna e di una contemporanea diminuzione dell'output dal giacimento di Zohr.

In aumento anche la richiesta proveniente dall'America Meridionale e centrale: +19% per un totale di circa 15 Mt, buona parte dei quali in Brasile, Colombia e Repubblica Dominicana, dove la siccità ha compromesso la produzione idroelettrica, dando spazio alla generazione a gas. Si è ridotto, invece, il fabbisogno di GNL dell'Argentina, a seguito dei miglioramenti alle infrastrutture di trasporto e alle riforme messe in atto dal governo che sta spingendo la produzione interna di *shale gas*.

L'Europa (compresi Regno Unito e Turchia) ha complessivamente segnato un calo del 18%, perdendo peso sul totale delle importazioni mondiali di GNL: dal 32% del 2022 al 25%. Riguardo i consumi di GNL dell'UE e i relativi Paesi fornitori si è già detto nel paragrafo relativo all'offerta. Nella tav. 1.11 sono riportate le quantità in tonnellate importate per singolo Paese e i principali Paesi venditori.

Per quanto riguarda i Paesi extra UE, merita evidenziare il -47% del Regno Unito, per lungo tempo porta di ingresso principale del gas liquido verso l'Europa. A influire sul calo, il minor consumo interno di gas (data anche l'aumento della produzione eolica) e l'accresciuta capacità di importazione di GNL di Paesi continentali, come la Germania.

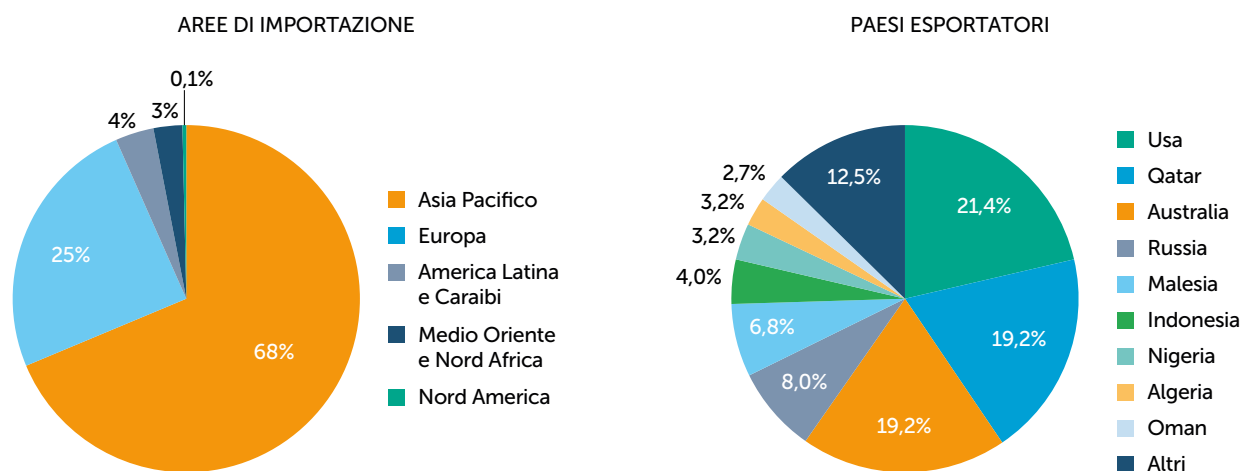
A livello mondiale, il commercio di GNL spot e a breve termine (contratti a pronti o di durata inferiore ai due anni) è diminuito dell'1,1% (1,2 Mt) su base annua, attestandosi a 102 Mt, per un'incidenza sul commercio globale stabile al 25%. A diminuire sono stati soprattutto gli acquisti in Europa, mentre in crescita sono risultati quelli asiatici.

La capacità di rigassificazione globale nel 2022 è aumentata di 62 Mtpa raggiungendo i 1.016 Mtpa. Circa il 45% della nuova capacità è relativo a strutture di rigassificazione e stoccaggio e flottanti. Da un punto di vista regionale, l'Asia Pacifico detiene la quota maggiore di capacità, pari a 640 Mtpa, seguita dall'Europa (240 Mtpa) e dai Paesi dell'America Centrale e Meridionale con 70 Mtpa.

Mediamente il tasso di utilizzo globale della capacità è stato del 41%, un punto percentuale in meno rispetto al 2023. In Europa alcuni Paesi hanno registrato un tasso più elevato: Olanda 61%, Italia 56%, Francia 50%; mentre altri si sono mantenuti sotto la soglia media, come Germania (38%), Belgio (33%) e Spagna (24%).

Lato offerta, gli Stati Uniti si confermano come primo Paese esportatore con circa 88 Mt per una quota di mercato del 21%; seguono Australia e Qatar entrambi sui 79 Mt (19%) e Russia con 33 Mt (8%) (Fig. 1.8). Russia, Nigeria, Mozambico e Congo, insieme a Indonesia e Malesia, hanno inciso per quasi il 70% sull'offerta incrementale del 2024.

FIG. 1.8 Principali aree di importazione e Paesi esportatori di GNL nel 2024 (in %)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati *Gas Exporting Countries Forum*.

La Russia ha visto il suo *export* aumentare dell'8% per la ripresa a pieno regime di alcuni liquefattori, dopo l'intensa attività di manutenzione dell'anno precedente. Ad assorbire una quota importante dell'*export* russo è stata l'Europa, in ragione soprattutto dei contratti a lungo termine sottoscritti negli anni precedenti all'invasione dell'Ucraina e per i minori flussi di GNL inviati dal Qatar a causa delle difficoltà di transito nel Mar Rosso. La Russia si conferma quindi come il secondo fornitore di GNL per l'Europa. Belgio, Francia e Spagna sono stati le principali destinazioni delle metaniere provenienti dalla Russia, porte d'ingresso non solo del gas consumato internamente, ma anche di quello destinato ad attività di *reloading* (*ship to ship*) verso altri Paesi, Cina *in primis*. Il *transshipment* è destinato però a ridursi considerevolmente nel 2025, a seguito dell'adozione da parte del Consiglio degli Esteri UE (24 giugno 2024) del 14° pacchetto di sanzioni che, tra le altre cose, vieta, dopo un periodo transitorio di 9 mesi, operazioni di *re-loading* di GNL russo nel territorio UE.

Nel 2024 è cresciuto anche l'*export* di alcuni Paesi africani: la Nigeria (+3,5%) è riuscita ad aumentare i propri volumi dopo che nel 2023 inondazioni e minore disponibilità di materia prima avevano costretto gli impianti a ridurre l'attività; il Mozambico (+20%) con il raggiungimento del pieno regime di attività dell'impianto di Coral South; il Congo con la partenza di un nuovo terminale flottante (Tango FLNG). Questi aumenti compensano solo in parte, la frenata di altri grandi produttori africani: l'Algeria ha visto una flessione dell'11,5% (-1,5 Mt) a causa di criticità nell'*upstream*, mentre l'Egitto ha perso quasi l'80% a causa, come detto, della crescente richiesta interna.

Tra i produttori asiatici, a crescere sono soprattutto l'Indonesia (+7%) per l'entrata in esercizio di nuovi treni di liquefazione e l'Oman (4% circa) che ha stipulato contratti di fornitura di lungo periodo con i Paesi asiatici. Stabile o con modesti aumenti l'*export* dei tre più importanti produttori mondiali: +1,6% per gli USA (89 Mt ca.), in ragione del ritorno a pieno regime del liquefattore di Freeport dopo la chiusura forzata per manutenzione e dei miglioramenti di produttività presso gli impianti Sabine Pass e Calcasieu Pass; +1,1% per l'Australia; stabili le vendite del Qatar, che nonostante le tensioni nel Mar Rosso, non hanno subito rallentamenti grazie al dirottamento di parte delle proprie metaniere dall'Europa all'Asia.

TAV. 1.11 Paesi importatori nell'Unione europea e fornitori di GNL nel 2024 (in Mt)

PAESI IMPORTATORI NELL'UNIONE EUROPEA	QUANTITATIVI IMPORTATI	PAESI ESPORTATORI VERSO L'UNIONE EUROPEA	QUANTITATIVI ESPORTATI
Francia	18,1	USA	36,0
Paesi Bassi	13,3	Russia	15,1
Spagna	12,9	Qatar	9,5
Italia	10,3	Algeria	6,6
Belgio	5,8	Norvegia	4,1
Germania	4,7	Nigeria	4,1
Polonia	4,6	Trinidad e Tobago	1,7
Portogallo	3,2	Perù	1,1
Lituania	1,9	Angola	0,7
Croazia	1,7	Egitto	0,2
Grecia	1,6	Spagna	0,2
Altri	2,1	Altri	0,8
TOTALE	80,1	TOTALE	80,1

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati IEEFA.

Nel 2024, a livello mondiale la capacità di liquefazione si è attestata a 497 Mtpa, con un aumento di 10 Mtpa, insufficiente per riequilibrare il mercato. Sono 4 i progetti entrati in funzione: "Congo FLNG1" (0,6 Mtpa) in Congo, "Altamira FLNG1" (1,4 Mtpa) in Messico, "Arctic LNG Train 1" (6,6 Mtpa) in Russia e il primo dei due treni modulari (1,25 Mtpa) dell'impianto Plaquemines LNG negli Stati Uniti. Il tasso di utilizzo dei liquefattori è stato in media dell'83%, in linea con l'anno precedente. Le decisioni finali di investimento (FID) hanno riguardato una capacità di liquefazione di soli 16 Mtpa. Il livello più basso dal 2020, in calo rispetto ai 57 Mtpa registrati nel 2023. A influire sul dato globale, l'assenza di FID negli Stati Uniti che segue la pausa temporanea in materia di approvazione di nuovi terminali di esportazione imposta dall'amministrazione Biden a gennaio 2024.

La flotta di navi metaniere a fine 2024 ammontava a 774 unità, +7% sul 2023, di cui 711 da considerarsi "attive" e le restanti che operano come rigassificatori e stoccaggi galleggianti in vari Paesi. Sono risultate 70 le nuove navi ordinate, quasi il doppio rispetto ai 12 mesi precedenti.

Entro il 2025 è attesa l'entrata in funzione di 30-40 Mtpa di capacità aggiuntiva. Il Nord America è destinato a rappresentare l'80% dell'offerta incrementale globale di GNL nel 2025, con il 60% dei volumi provenienti dagli Stati Uniti. Anche Africa e Messico dovrebbero contribuire ad un aumento della disponibilità di liquefazione entro fine 2025. Tuttavia, le reali tempistiche rimangono ancora incerte.

Mercato internazionale del carbone

La domanda

Per il terzo anno consecutivo, il 2024 ha visto crescere i consumi di carbone segnando un aumento dell'1% e raggiungendo così il massimo storico per un volume complessivo di 8,77 mld di tonnellate (stime AIE), quasi il doppio rispetto ai consumi di inizio secolo. È rallentato però il tasso di crescita, che nel 2023 era stato del 2,5%, nel 2022 di quasi il 5% e nel 2021 del 7%.

Anche nel 2024, il carbone si conferma come la prima fonte per la produzione di energia elettrica a livello mondiale, assorbendo una quota del 35% del *mix*, in linea con il 2023, ma in calo rispetto al picco del 41% registrato nel 2007.

La Cina assorbe circa il 56% della domanda mondiale, per un volume che ha superato i 4,9 mld di ton. Il carbone è utilizzato principalmente nel comparto termoelettrico, concorrendo a produrre circa il 60% dell'elettricità, e nell'industria dove soddisfa la richiesta di comparti energy intensive come cemento e siderurgia. I consumi sono però cresciuti a un tasso inferiore: +1,1%, rispetto al +6% del 2023, in ragione di una minore richiesta sia negli usi elettrici (per il superamento della siccità che nel 2023 aveva compromesso la produzione idroelettrica) che in altri settori, risentendo di un rallentamento dell'economia e della crisi del settore immobiliare.

Se la Cina è il Paese che consuma più carbone, l'India è quello in cui la domanda cresce ad un tasso più elevato: +6% e un ammontare complessivo di oltre 1,3 mld di ton., buona parte delle quali prodotte internamente per volontà statale. A utilizzare carbone sono soprattutto le centrali elettriche, che coprono il 75% del *mix* nazionale, ma la richiesta risulta in crescita anche in altri settori.

Tra i *growing coal buyers* rientrano anche i Paesi ASEAN (Associazione delle nazioni del Sud-Est asiatico), che cumulativamente hanno segnato una crescita del 7,4% sul 2023, per un volume vicino ai 500 mln di ton. Il traino viene soprattutto dall'Indonesia, che all'interno del blocco assorbe il 50% dei consumi e che utilizza carbone per accompagnare la crescita economica del Paese e consentire il processo industriale di produzione dell'acciaio e del nickel, minerale cardine della transizione energetica per la realizzazione di auto elettriche e batterie. Domanda in crescita anche per Vietnam e Filippine. Il Sud Africa è il principale consumatore del continente africano (85%) e ha segnato nel 2024 un aumento del 3% dei volumi utilizzati.

TAV. 1.12 Mercato internazionale del carbone (in Mt)

ESPORTATORI DI CARBONE	2021	2022	2023	2024
Indonesia	436	471	521	557
Australia	370	344	353	361
Russia	215	224	211	199
Stati Uniti	77	77	91	98
Sud Africa	63	68	74	70
Colombia	55	56	57	58
Altri	117	136	195	204
MONDO	1.333	1.376	1.502	1.547
IMPORTATORI DI CARBONE	2021	2022	2023	2024
Cina	338	301	481	527
India	207	228	248	250
Giappone	173	184	167	163
Corea del Sud	126	125	119	117
Germania ^(A)	38	43	30	22
Altri	489	486	465	467
MONDO	1.371	1.367	1.510	1.546

(A) Germania solo *Hard Coal*.Fonte: AIE, *Coal 2024*, per Germania (Eurostat e *Statistisches Bundesamt*).

La richiesta di carbone si riduce, invece, in altri mercati. Giappone e Sud Corea hanno consumato circa il 6% in meno rispetto al 2023, in ragione dell'utilizzo di fonti alternative nella generazione elettrica come nucleare e rinnovabili. Gli Stati Uniti hanno registrato una contrazione del 5%, variazione inferiore al -17% del 2023, ma in linea con il calo strutturale di questa fonte nel *mix* di generazione elettrica, comparto che assorbe il 90% del carbone richiesto dal mercato statunitense. Nel Paese, questa *commodity* risente sia di una normativa sempre più stringente in termini di vincoli emissivi, sia della concorrenza di gas e rinnovabili.

In Europa, la domanda è scesa dell'8% (-12% con riferimento alla sola UE). In controtendenza la Turchia, dal 2024 primo consumatore di carbone in Europa nella generazione elettrica, che ha registrato un aumento del 3% ca. In UE, il carbone è quasi del tutto destinato al termoelettrico, molto spesso come capacità di riserva attivata per garantire l'adeguatezza del sistema, rimanendo residuali gli utilizzi negli altri comparti. Tuttavia, la sua alta impronta carbonica, la crescita delle rinnovabili e il rallentamento dei consumi elettrici del biennio 22-23 ne hanno ulteriormente ridotto il fabbisogno: con il carbone sono stati infatti generati 269 TWh, il 16% in meno sul 2023.

La produzione

Per il 2024, le stime (AIE) sono di una produzione mondiale in crescita, a stabilire un nuovo record storico superando i 9 mld di tonnellate. Come per la domanda, il tasso di crescita dell'offerta risulta inferiore a quello dei dodici mesi precedenti: +0,8% vs 3,4%. Principale produttore al mondo si conferma la Cina con oltre 4,6 mld di ton., mentre il Paese che maggiormente ha contribuito all'incremento è l'India: quasi l'8% in più sulla scia degli sforzi fatti dal Governo per modernizzare il settore e superare le criticità, soprattutto logistiche e infrastrutturali, indispensabili per attrarre gli investimenti per lo sfruttamento di nuove miniere. Terzo produttore è l'Indonesia (+3,9%). Stabile la produzione austra-

liana, di fatto destinata per i 4/5 all'esportazione, mentre ormai strutturalmente in calo quella degli Usa e dell'Unione europea. Negli Stati Uniti, il calo dell'*output* è stato vicino al 12%, sia per la minore richiesta del comparto termoelettrico che per un'abbondanza di scorte accumulate e da smaltire. In UE, invece, calo dei prezzi e una minore domanda per la concorrenza di altre fonti, hanno determinato una diminuzione del 13% delle quantità estratte, soprattutto quelle di lignite. Infine, pur nella difficoltà di ricostruire un dato attendibile, l'AIE stima una riduzione di quasi il 3% nella produzione della Russia, in conseguenza delle difficoltà riscontrate da Mosca a esportare il proprio carbone (-6%) a causa delle sanzioni internazionali, nonché degli elevati costi di trasporto, dei problemi logistici e della concorrenza di altre qualità presenti sul mercato.

Gli scambi

Riguardo gli scambi internazionali, i volumi commercializzati, così come per domanda e produzione, hanno toccato un nuovo massimo di circa 1.547 Mt (+45 Mt). Come principale Paese esportatore si conferma l'Indonesia, con una quota di mercato del 36% e una crescita rispetto al 2023 del 7%, seguita dalla Australia con il 23% (+2%) e dalla Russia con il 13% (-6%). La Russia, insieme al Sud Africa (-5%), è l'unico, tra i principali esportatori, a registrare una variazione negativa nel 2024 rispetto all'anno precedente.

Lato importatori, è la Cina a detenere la quota principale di mercato con il 34% (+10% vs 2023), seguita dall'India con il 16% (+1%) che ha aumentato il ricorso alla produzione interna. Seguono il Giappone con l'11% e la Corea del Sud con l'8%, ma in entrambi i Paesi i volumi importati subiscono una diminuzione del 2% rispetto al 2023. Prosegue, infine, in maniera progressiva e parallela al *timing* fissato per il *phase out* nazionale, il trend di riduzione dell'*import* della Germania.

Prezzo del carbone

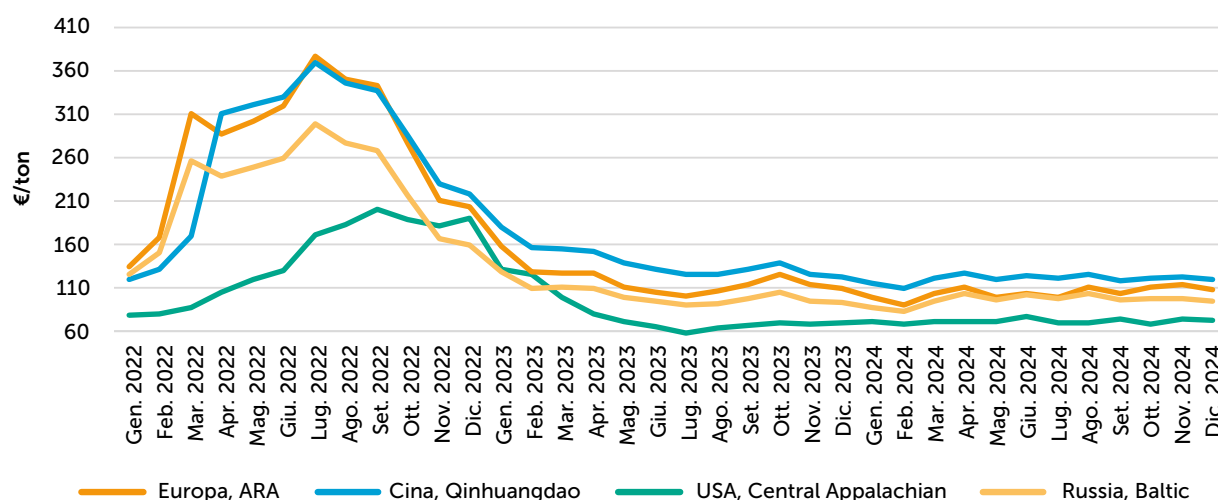
Il prezzo del carbone nei principali mercati di riferimento non ha registrato i forti strappi, al rialzo o al ribasso, verificatisi negli anni precedenti, caratterizzati da una marcata volatilità. Infatti, il 2024 ha visto le quotazioni mantenersi entro *range* più ristretti e con valori medi complessivamente inferiori al 2023. Non sono mancate tuttavia fasi rialziste in alcuni mesi, rimaste però per lo più circoscritte al periodo invernale. Ad influenzare le quotazioni, il generale clima di riequilibrio nei mercati di tutte le *commodity* energetiche, compresi petrolio e gas, quest'ultimo principale concorrente del carbone nella generazione elettrica.

A livello regionale, in Cina i prezzi del *Qinhuangdao* (6200 kcal/kg) hanno registrato una variazione annua negativa del 14%, per un valore medio di circa 120 €/ton. Il dato si spiega verosimilmente con una domanda cinese che, come indicato, ha rallentato il tasso di crescita risentendo della frenata dell'economia.

Per il peso che la Cina riveste nel mercato globale, tale decelerazione ha influenzato anche l'andamento delle quotazioni di altri carboni di riferimento, molto spesso esportati verso le coste cinesi. Ne è un esempio il *Russia Baltic* che, non trovando più facile allocazione in Europa per via della politica sanzionatoria, ha cercato mercati alternativi, quali per l'appunto la Cina, l'India o la Turchia, offrendo loro prezzi scontati. Da qui, una flessione rispetto ai valori del 2023, per una media annua attestatasi, seppur con variazioni da mese a mese, su 95,5 €/ton rispetto ai 101 €/ton dell'anno precedente (-5% circa).

In Europa, i prezzi del CIF ARA, su base mensile, si sono mossi in uno spazio compreso tra 98 e 114 €/ton, fatta eccezione per un breve periodo a febbraio in cui i prezzi sono scesi a quota 90 €/ton a seguito di una minore produzione di carbone e abbondanza di scorte. La media annua è stata di 103,6 €/ton, in diminuzione del 12% rispetto al 2023, sulla scia dell'ulteriore contrazione della domanda.

FIG. 1.9 Prezzo del carbone nei principali mercati mondiali



Fonte: Osservatorio Associazione italiana economisti dell'energia e Nymex (per *Central Appalachian*).

Nell'area americana, il prezzo del carbone *Central Appalachian* (che comprende le produzioni Alabama, Eastern Kentucky, Maryland, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, and West Virginia) ha perso quasi 10 €/ton, attestandosi in media annua a 70,6 €/ton (-12%). Oltre la diminuzione dei consumi, a pesare è stata l'ampia disponibilità di scorte, a fine maggio su valori più alti da metà 2020.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Secondo i dati della Commissione, nel 2024 le emissioni complessive verificate di gas serra degli operatori coperti dal sistema di scambio ETS hanno registrato un nuovo calo, pari al -5% rispetto al 2023, per un volume di circa il 50% inferiore ai livelli del 2005.

Driver principale della diminuzione è stato il settore energetico, con il solo comparto dell'elettricità che ha ridotto le emissioni del 12%. Un risultato ottenuto, a parità di domanda elettrica, grazie a una maggior generazione da fonti rinnovabili (+8%) e da nucleare (+5%) che ha eroso lo spazio di gas (-8%) e carbone (-15%). Complessivamente stabili, invece, le emissioni dell'industria ad alta intensità energetica, pur con differenziazioni per settore. Per esempio, alla crescita del volume emissivo del comparto dei fertilizzanti (+7%) si è contrapposta la decrescita di quello del cemento (-5%). Risultano, infine, in aumento le emissioni del trasporto aereo coperte

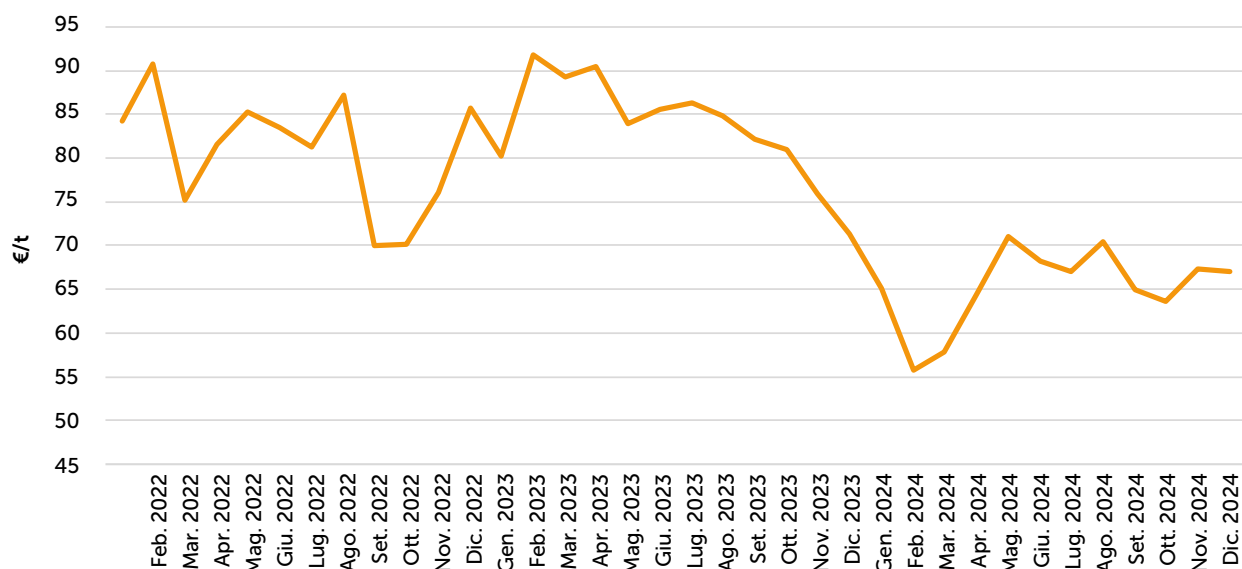
dal sistema ETS dell'UE: +15%, in parte ascrivibile all'ampliamento della copertura geografica (re-inclusione dei voli non nazionali da e per gli aeroporti delle regioni ultraperiferiche).

Il prezzo europeo dei permessi di emissione nel 2024 è risultato in media di 65,2 €/t, in calo del 22% rispetto all'anno precedente, che era stato caratterizzato da medie mensili anche superiori ai 90 €/t e punte giornaliere in febbraio superiori ai 100 €/t, record dall'istituzione degli scambi (Fig. 1.10). Nel 2024, il mercato ha comunque registrato una marcata volatilità, alternando fasi di rialzo ad altre di contrazione, anche nell'arco dello stesso mese.

Uno dei principali *driver* è stata l'accresciuta correlazione con l'andamento delle quotazioni gas: infatti si sono registrati forti cali nei primi due mesi, con valori riportatisi nella fascia dei 50 €/t, in corrispondenza di prezzi gas deboli e di un'offerta abbondante di permessi, in ragione di un numero maggiore di quote messe a disposizione per finanziare REPowerEU e dell'inclusione del settore marittimo nell'EU ETS dal 1° gennaio 2024.

A questa fase di ribassi ne ha fatto seguito una di recupero nei mesi successivi, quando, oltre a un primo rialzo dei prezzi gas, si è registrata una timida ripresa industriale che ha sostenuto la domanda di quote, così che i prezzi sono tornati a sfiorare in media mensile i 65 €/t ad aprile e superare i 70 €/t a maggio. Dopo una nuova contrazione in giugno, per un calo delle emissioni del termoelettrico dovuto a una maggiore disponibilità di generazione rinnovabile, i prezzi nella seconda metà dell'anno si sono mossi in un *range* compreso tra 60 e 70 €/ton, registrando guadagni di 10 euro nelle ultime due settimane di dicembre, supportati dalla pausa temporanea nelle aste giornaliere e da prezzi del gas più volte sopra i 50 €/MWh.

FIG. 1.10 Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA)



Fonte: ICE.

Da un punto di vista di *policy* del comparto, il 2024 ha visto l'estensione dell'applicazione del sistema ETS al settore marittimo. Per effetto della direttiva UE n. 2023/959 del 10 maggio 2023, negli Stati membri e in Islanda e Norvegia (in quanto parte dello Spazio economico europeo – SEE), a partire dal 1° gennaio 2024 è stato previsto un primo sistema obbligatorio di monitoraggio delle emissioni rilasciate durante le tratte per il trasporto di

passaggeri o merci a fini commerciali, per le navi di stazza lorda pari o superiore a 5 mila tonnellate. Da quella data, le società di navigazione sono tenute ad acquistare quote dall'UE per coprire le proprie emissioni durante l'anno; nel caso dispongano di più quote del necessario, possono venderle ad altri soggetti o tenerle per l'anno successivo.

Nel primo trimestre 2025, la dinamica dei prezzi ha proseguito a riflettere sostanzialmente quella del gas: a gennaio le quotazioni sono salite fino a 76 €/ton, quasi 10 €/ton in più rispetto a dicembre, mentre a febbraio sono risultate ancora in crescita limitatamente alla prima decade, per poi cominciare a scendere segnando una media mensile di 75,4 €/ton, discesa proseguita in marzo, mese in cui hanno registrato un valore di 68,5 €/ton.

Andamento dell'economia e del clima nel 2024

Nel 2024 il PIL italiano è cresciuto dello 0,7%, come nel 2023, ma in misura leggermente inferiore alle attese a causa di una progressiva decelerazione nel corso dell'anno. Ha influito su tale andamento la debole dinamica degli investimenti (+0,5% su base annua), in particolare degli acquisti di macchinari, attrezzature (-1,8%) e soprattutto dei mezzi di trasporto (-6,3%), che ha risentito del propagarsi degli effetti esercitati dalla politica monetaria, particolarmente restrittiva fino al mese di giugno. Diversamente, l'espansione degli investimenti in costruzioni (+2%) si è mantenuta solida grazie al comparto non residenziale e ai progetti legati al PNRR, scontando un fisiologico rallentamento dovuto alla flessione nel comparto abitativo.

Le importazioni di beni e servizi sono scese dello 0,7%, mentre le esportazioni hanno risentito della debolezza del commercio internazionale, soprattutto in alcuni settori specifici e in alcune fasce di prodotto tipiche del *made in Italy*, accusando la domanda molto contenuta dei principali mercati europei di sbocco. Complessivamente, comunque, il tasso di crescita delle esportazioni è passato dallo 0,2% nel 2023 allo 0,4% nel 2024. Il saldo della bilancia commerciale è stato pari a quasi 55 miliardi (+21 miliardi rispetto all'anno precedente) e, al netto dei prodotti energetici, l'avanzo ha raggiunto la cifra record di 104,3 miliardi. A causa delle quotazioni dei prodotti energetici, ridottesi rispetto ai valori medi del 2023, le importazioni di tali beni sono diminuite di quasi il 23%. Per quanto riguarda il saldo delle partite correnti, dopo il deficit registrato nei due anni precedenti a causa della crisi energetica, nel 2024 si è nuovamente registrato un attivo, pari a 30,1 miliardi (1,4% del PIL), grazie al forte aumento del saldo delle merci e alla riduzione del deficit della componente dei servizi.

La domanda nazionale è cresciuta dello 0,6%. In particolare, la spesa per consumi finali delle famiglie residenti è aumentata dello 0,4% rispetto allo 0,3% dell'anno prima, avendo beneficiato dell'ulteriore crescita dei livelli occupazionali nonché di una moderata espansione dei redditi reali dei lavoratori, con la spesa per consumi di servizi aumentata dello 0,4% e quella per beni dello 0,6%. A crescere sono soprattutto le spese per trasporti (+3,5%), per informazione e comunicazioni (+3,6%) e per alberghi e ristoranti (+2,0%). Al contrario si registra una decrescita per vestiario e calzature (-3,6%) e per servizi sanitari (-3,7%). La spesa delle pubbliche amministrazioni è salita dello 0,2%, mentre quella delle Istituzioni sociali private (ISP) del 2,1%.

Sul lato dell'offerta, nel 2024 il valore aggiunto complessivo misurato dall'Istat è aumentato in volume dello 0,5%; nel 2023 aveva registrato una crescita dello 0,7%. L'incremento è stato del 2,0% nell'agricoltura, silvicoltura e pesca, dell'1,2% nelle costruzioni e dello 0,6% nei servizi, mentre l'industria in senso stretto ha segnato un calo dello 0,1%. Complessivamente nel biennio 2023-2024 la *performance* negativa dell'industria manifatturiera ha avuto un impatto significativo sulla dinamica della produzione aggregata in Italia, pur con diverse dinamiche fra i settori produttivi (es. i comparti dell'high-tech hanno registrato un tasso di crescita quasi cinque volte superiore alla media UE). Nei mesi finali del 2024 si è poi ridotta la divergenza tra gli andamenti settoriali e dopo un prolungato declino, nell'ultimo trimestre il valore aggiunto dell'industria è tornato in espansione. Nel 2024 nel settore terziario aumenti marcati si sono registrati per i servizi di informazione e comunicazione (+1,6%), le attività finanziarie e assicurative (+1,6%), le attività immobiliari (+2,7%) e le attività professionali, scientifiche e tecniche, amministrative e dei servizi di supporto (+1,8%).

Nel corso del 2024, è proseguita la crescita del numero di occupati a tassi piuttosto sostenuti (+2,2% in termini di ULA), risultando solo in lieve rallentamento rispetto all'anno precedente. In base alla rilevazione sulle forze di lavoro, nella media del 2024, il numero di occupati (15-64 anni) è cresciuto dell'1,4% portando il tasso di occupazione al 62,2%, in aumento di 0,7 punti percentuali rispetto al 2023. La dinamica positiva dell'occupazione è stata il risultato di un aumento dei lavoratori dipendenti più marcato di quello degli autonomi, sospinto in prevalenza dall'occupazione a tempo indeterminato. L'industria manifatturiera si è contraddistinta per una dinamica occupazionale positiva (+0,6%) rispetto all'anno precedente, pari a 28.000 unità, con andamenti però eterogenei a livello di comparto. La crescita è stata particolarmente consistente in alcuni settori quali farmaceutica (+14,5%), materie plastiche e minerali non metalliferi (+9,2%) e computer, elettronica e ottica (+7,7%). Mentre la contrazione dell'occupazione è stata marcata nel comparto dei mobili e altre industrie manifatturiere (-6,2%) e della chimica (-4,7%).

L'indebitamento netto delle Amministrazioni pubbliche (AP), misurato in rapporto al PIL, è stato pari a -3,4%, a fronte del -7,2% nel 2023.

Nel 2024, dopo le contrazioni del biennio precedente, i consumi finali di energia sono cresciuti del 2%, in seguito soprattutto all'aumento verificatosi nel secondo semestre. A differenza dell'ultimo biennio, nel 2024 il clima non ha contribuito a contenere i consumi di energia, perché l'effetto delle temperature molto miti dei primi mesi dell'anno è stato più che compensato dalle temperature più rigide nell'ultimo trimestre. Comunque, il 2024 in Italia è stato in assoluto l'anno più caldo della serie storica delle registrazioni, addirittura dal 1800, come certificato dalle elaborazioni dell'Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima del CNR. L'anomalia complessiva è stata di +1,3°C rispetto alla media del trentennio 1991-2020, valore sensibilmente più elevato rispetto ai precedenti record dei due anni precedenti. L'anomalia si è distribuita in maniera abbastanza uniforme sul territorio, con una preponderanza delle regioni centrali (+1,5°C) e meridionali (+1,4°C al Sud e in Sicilia), seguite da Nord-Est (+1,3°C) e da Nord-Ovest e Sardegna (+1,2°C). Il risultato è in sintonia con la situazione a livello globale che ha visto chiudere l'anno con lo scarto di +1,6°C rispetto al livello di riferimento dell'epoca preindustriale, per la prima volta sopra la soglia di +1,5°C, fissata come limite nell'Accordo di Parigi del 2015.

Le precipitazioni del 2024 hanno superato sensibilmente la media, con un'anomalia pari al +19%, valore non particolarmente di spicco nell'ambito della serie storica, ma il più elevato degli ultimi 10 anni e corrispondente a circa 40 miliardi di metri cubi in più rispetto alla norma. Il risultato deriva sostanzialmente dagli abbondanti

accumuli al Nord (+58% al Nord-Ovest, -33% al Nord-Est) rispetto alla norma (per il Nord-Ovest si è trattato del secondo anno più piovoso degli ultimi 65 anni, insieme al 1960); in maniera molto più contenuta hanno contribuito anche le regioni centrali (+7%), in particolare Toscana, Umbria e Marche. Nel resto del Paese, invece, hanno prevalso i segni negativi (-9% al Sud, -18% in Sicilia, -12% in Sardegna), determinando così un altro anno con carenza di piogge in queste regioni, specialmente sulle isole maggiori, con forte impatto negativo per il comparto agricolo.

La maggiore piovosità complessiva a livello nazionale ha favorito un aumento della produzione idroelettrica rinnovabile passata dai 39,9 TWh del 2023 a 52,1 del 2024 (+30,4%).

Inoltre, per il terzo anno di seguito sono stati registrati oltre 351 eventi meteo estremi che hanno causato danni (lo stesso livello del 2023) rispetto, per esempio, ai 60 del 2015. Tra gli eventi catastrofici del 2024 spiccano le due nuove alluvioni in Emilia-Romagna in settembre e ottobre.

Tornando al quadro economico e alle prospettive per il 2025, si osserva che nel IV trimestre del 2024, pur in presenza di una crescita molto modesta (+0,1% in termini congiunturali), la composizione della crescita stessa è risultata abbastanza favorevole. Si è riscontrato un contributo positivo sia dal lato della domanda interna al netto delle scorte, con una ripresa degli investimenti e una tenuta dei consumi privati, che da parte della domanda estera netta. Le prime analisi prefigurano per il primo trimestre del 2025 un ritmo di crescita più robusto. Tuttavia, si consideri che nel 2024, oltre il 48% del valore dell'export italiano è stato indirizzato al di fuori dell'UE, una quota superiore a quelle tedesca, francese e spagnola. Tra i principali partner commerciali, gli Stati Uniti hanno assorbito circa il 10% delle vendite all'estero dell'Italia, e più di un quinto di quelle di prodotti italiani destinati ai mercati extra europei. È evidente, quindi, che l'evoluzione della nuova politica statunitense sui dazi potrebbe avere effetti rilevanti sul nostro Paese. Le recenti e incerte dinamiche politiche internazionali hanno suggerito cautela riguardo alle prospettive di crescita nei trimestri centrali dell'anno in corso: il documento di finanza pubblica deliberato dal Governo il 9 aprile 2025, assume una stima prudenziale di crescita del PIL per il 2025 pari allo 0,6%.

Prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nell'Unione europea

Il prezzo e l'affidabilità delle forniture sono elementi chiave della strategia di approvvigionamento energetico di un Paese. I prezzi dell'elettricità sono particolarmente importanti per la competitività internazionale, poiché l'elettricità rappresenta di solito una parte significativa dei costi di produzione per le imprese industriali e di servizi. A differenza dei prezzi dei combustibili fossili, che di solito vengono scambiati sui mercati globali con prezzi relativamente uniformi, i prezzi dell'elettricità variano notevolmente tra gli Stati membri dell'Unione europea (UE).

Nelle pagine che seguono è riportato, come di consueto, il confronto tra i prezzi medi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2024, nei diversi Paesi, per varie classi e tipologie di consumo, come risultanti a Euro-

stat, l'Istituto statistico europeo, alla data del 20 maggio 2025. Si tratta dei dati che i Paesi dell'Unione europea¹ sono tenuti a trasmettere secondo la metodologia di rilevazione introdotta dal regolamento (UE) 1952/2016².

Il prezzo dell'energia nell'UE dipende da una serie di variabili lato offerta e lato domanda, tra cui la situazione geopolitica, il *mix* energetico nazionale, la diversificazione delle importazioni, i costi di rete, i costi di protezione ambientale, le condizioni meteorologiche avverse o i livelli di accise e tassazione.

Nel 2024, i prezzi dell'energia elettrica e del gas in Europa hanno evidenziato un divario significativo tra i diversi paesi, in un contesto internazionale particolarmente complesso. La domanda di gas ha registrato una crescita sostenuta, trainata principalmente dai paesi dell'area Asia Pacifico. Parallelamente, i mercati internazionali del gas hanno proseguito il processo di riassetamento avviato nel 2023, alla ricerca di un nuovo equilibrio dopo la crisi energetica del 2022. Sebbene le medie annuali risultino inferiori rispetto al 2023, nella seconda metà del 2024 si sono osservati consistenti aumenti dei prezzi nelle principali aree di importazione, in particolare in Europa e nell'Asia Pacifico.

Nel valutare i dati di prezzo tra i diversi Paesi, è necessario considerare non solo le consuete variabili economiche e strutturali, ma anche gli interventi pubblici adottati – spesso di ampia portata – nonché l'evoluzione geopolitica. Il 2024 ha infatti visto un inasprimento del quadro internazionale, con il perdurare dei conflitti in Ucraina e in Medio Oriente (in particolare nell'area israelo-palestinese), aggravato, sul finire dell'anno, dagli annunci di nuove misure protezionistiche da parte della nuova amministrazione statunitense.

Nel corso del 2024, diversi Paesi europei hanno adottato (o, al contrario, sospeso) interventi pubblici volti a contenere i costi dell'energia per i consumatori domestici, in un contesto ancora segnato da forti incertezze economiche e geopolitiche. In Belgio, il Governo ha confermato il mantenimento dell'aliquota IVA agevolata al 6% per elettricità e gas, introdotta nel 2023 come misura di sostegno ai consumatori. Al contrario, nella Repubblica Ceca, tutte le forme di compensazione dei prezzi sono cessate al 31 dicembre 2023 e, per l'anno successivo, non sono state previste ulteriori agevolazioni. In Danimarca, dopo una fase caratterizzata da interventi tesi a minimizzare l'imposizione fiscale sull'elettricità per le famiglie, nel 2024 non sono risultate attive sovvenzioni che incidano sui prezzi dell'energia elettrica. In Germania, la riduzione dell'IVA sul gas naturale dal 19% al 7%, introdotta nell'ottobre 2022 come misura emergenziale per attenuare l'impatto sui consumatori, si è conclusa il 31 marzo 2024. A partire da tale data, l'aliquota è tornata al livello ordinario del 19%, applicabile sia ai clienti domestici sia a quelli non domestici. In Francia, la maggior parte delle misure introdotte nel 2022 e nel 2023 per calmierare i prezzi dell'energia sono state revocate. L'accisa sull'elettricità per le famiglie è aumentata significativamente (con una crescita degli oneri fiscali pari al 60% rispetto al 2023), mentre è stato rimosso il congelamento delle tariffe regolamentate di vendita dell'energia elettrica, sebbene restino in vigore, anche nel 2024, specifiche misure di tutela per le microimprese. Per quanto riguarda il gas, l'aliquota ordinaria dell'accisa ha subito un incremento di quasi il 50%, mentre le aliquote agevolate sono state confermate. Anche in Portogallo sono state adottate misure protettive nei confronti dei consumatori: il Governo ha prorogato la validità delle tariffe regolamentate per elettricità e gas naturale fino al 31 dicembre 2025, al fine di offrire maggiore stabilità e protezione contro le fluttuazioni del mercato. È stata confermata anche la tariffa sociale per l'elettricità, destinata alle famiglie economicamente vulnerabili, che prevede una riduzione sulle tariffe di

1 Dal 2020, in coerenza con l'uscita dall'Unione europea, le statistiche Eurostat non includono più i dati relativi al Regno Unito, in precedenza riportato nei confronti in ragione della dimensione e della rilevanza del Paese in questione.

2 Regolamento (UE) 1952/2016 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee su prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica. Per una descrizione più dettagliata delle finalità e dei contenuti di tale regolamento si rimanda al Capitolo 1 del Volume 1 della *Relazione Annuale* 2018.

accesso alla rete. La riduzione dell'IVA sull'energia elettrica è stata non solo mantenuta, ma anche estesa a un numero maggiore di famiglie, come previsto dalla legge n. 38 del 2024. La tariffa sociale per il gas naturale, applicata alle forniture in bassa pressione, è stata anch'essa prorogata, e i consumatori continuano ad avere la possibilità di rientrare nel mercato regolamentato, dove le tariffe sono stabilite dall'autorità nazionale (ERSE). In Italia, le misure straordinarie e temporanee adottate tra il 2022 e il 2023 per contenere gli eccezionali aumenti dei prezzi dell'energia sono terminate alla fine del 2023. A partire dal 1° gennaio 2024, l'aliquota IVA agevolata al 5% sul gas è stata abrogata e sostituita dalle aliquote ordinarie: 10% per i consumi fino a 480 m³ annui e 22% per i consumi eccedenti e per tutte le quote fisse, inclusi i clienti domestici con consumi più contenuti.

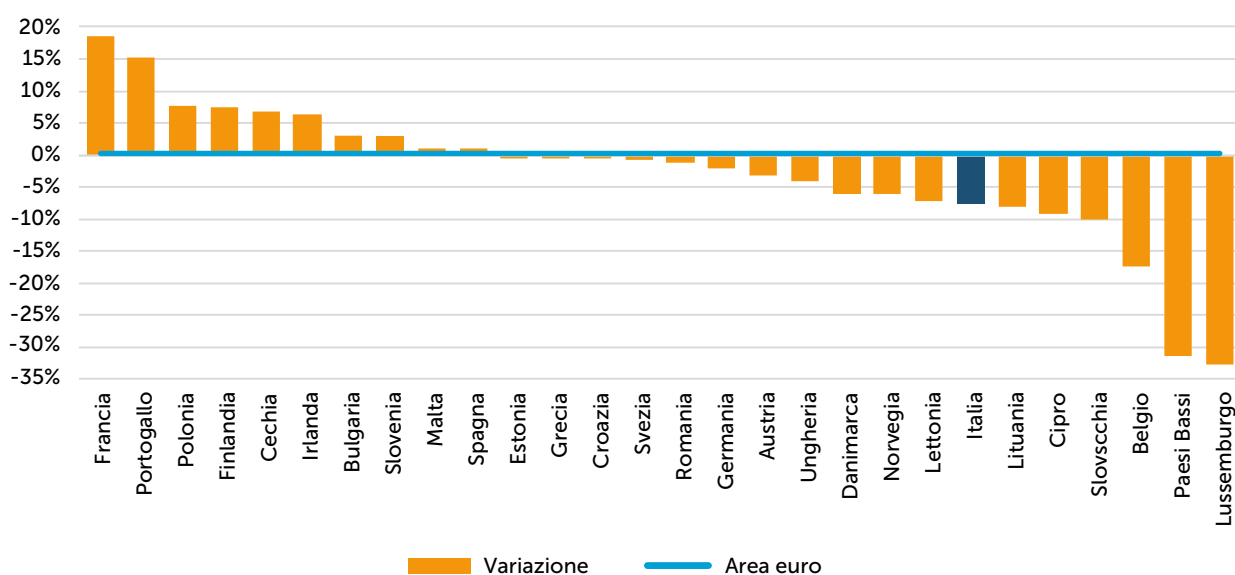
Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

L'analisi comparativa dei prezzi totali (cioè al lordo di oneri e imposte) rilevati nel 2024 per l'insieme delle classi di consumatori domestici dell'Unione europea evidenzia un aumento in 10 Paesi e una riduzione nei restanti 17. Nel 2024, i prezzi totali dell'energia elettrica per i clienti domestici hanno mostrato, infatti, un andamento molto eterogeneo tra i diversi paesi europei. Mentre alcuni hanno registrato forti aumenti, altri hanno beneficiato di notevoli riduzioni, con una media complessiva per l'Area euro stabile.

Tra i Paesi che hanno sperimentato gli aumenti più consistenti spiccano la Francia (+18,5%), il Portogallo (+15,1%), la Polonia (+7,7%), la Finlandia e la Repubblica Ceca (+6,9%). In netta controtendenza, altri Paesi hanno visto una diminuzione dei prezzi, tra cui l'Italia e la Lituania (rispettivamente -7,6% e -8,1%), con il calo maggiore osservabile in Lussemburgo (-32,7%). Nonostante le forti differenze tra i singoli Paesi, il prezzo medio ponderato nell'Area euro è rimasto sostanzialmente invariato. Ciò indica che le variazioni positive e negative si sono bilanciate, riflettendo la varietà di politiche e situazioni energetiche nazionali (Fig. 1.11).

FIG. 1.11 Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici nel 2024



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

TAV. 1.13 *Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Europa (in c€/kWh)*

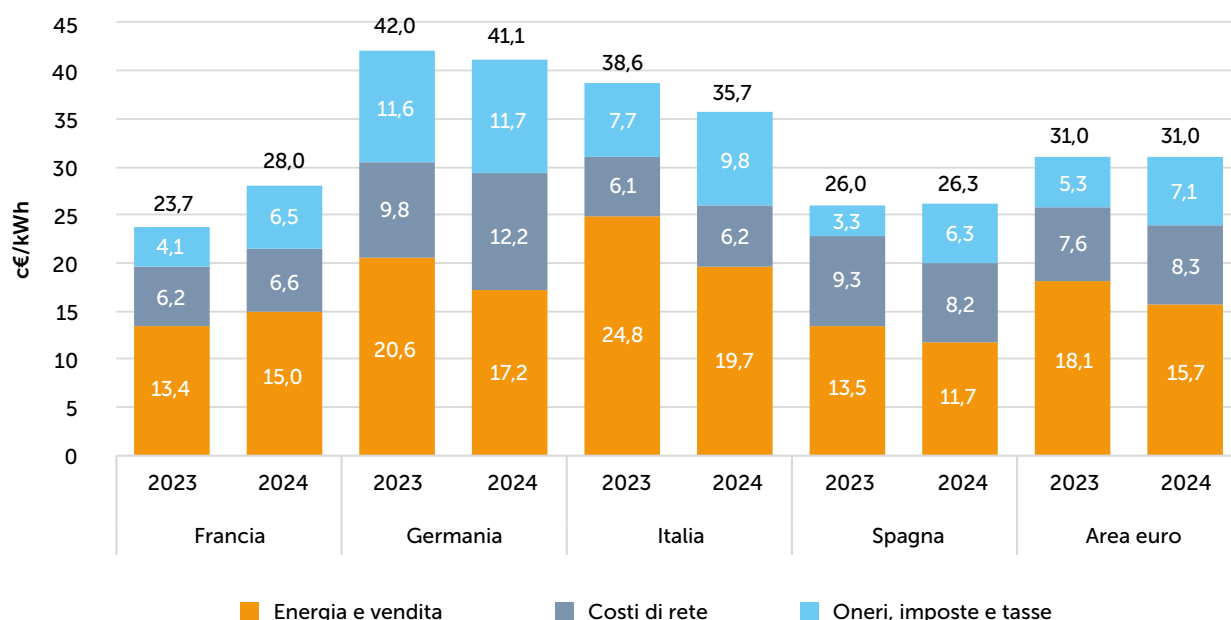
PAESI	2023				2024			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	20,37	7,68	0,02	28,07	19,73	8,19	-0,72	27,20
Belgio	22,60	9,10	8,77	40,47	15,41	8,95	9,06	33,42
Bulgaria	5,44	4,27	1,94	11,65	6,72	3,28	2,00	12,00
Cechia	18,36	6,24	5,50	30,10	16,44	7,97	7,76	32,17
Cipro	19,05	3,30	14,00	36,35	17,88	3,49	11,68	33,05
Croazia	7,51	4,82	3,18	15,51	7,48	4,81	3,13	15,42
Danimarca	16,45	7,51	10,29	34,25	10,82	7,99	13,35	32,16
Estonia	10,69	5,80	4,84	21,33	10,30	5,93	5,01	21,24
Finlandia	9,25	5,95	5,35	20,55	7,88	7,60	6,59	22,07
Francia	13,39	6,21	4,06	23,66	15,00	6,55	6,48	28,03
Germania	20,63	9,78	11,62	42,03	17,24	12,17	11,72	41,13
Grecia	25,52	3,63	-4,40	24,75	16,52	4,00	4,11	24,63
Irlanda	36,80	7,55	-11,64	32,71	29,32	7,34	-1,88	34,78
Italia	24,84	6,14	7,66	38,64	19,69	6,23	9,78	35,70
Lettonia	18,18	8,94	5,74	32,86	13,09	10,31	7,07	30,47
Lituania	15,09	6,37	3,62	25,08	3,92	15,12	4,00	23,04
Lussemburgo	16,86	11,55	-9,39	19,02	18,80	10,71	-9,99	19,52
Malta	11,00	2,80	0,85	14,65	11,14	2,80	0,85	14,79
Paesi Bassi	26,78	9,67	-9,53	26,92	17,67	11,97	-7,73	21,91
Polonia	5,57	5,98	10,67	22,22	6,01	6,78	11,14	23,93
Portogallo	20,67	5,68	-3,41	22,94	13,92	4,58	7,91	26,41
Romania	7,24	6,13	4,46	17,83	6,43	6,54	4,63	17,60
Slovacchia	8,58	4,20	7,22	20,00	8,70	3,76	5,55	18,01
Slovenia	10,32	5,52	3,92	19,76	10,45	5,98	3,92	20,35
Spagna	13,49	9,26	3,27	26,02	11,70	8,23	6,33	26,26
Svezia	7,40	5,24	7,40	20,04	5,94	6,22	7,73	19,89
Ungheria	2,77	6,04	2,38	11,19	2,67	5,78	2,28	10,73
Unione europea	16,17	7,23	5,55	28,95	14,02	7,91	7,12	29,05
Area euro	18,12	7,61	5,26	30,99	15,67	8,31	7,06	31,04
Norvegia	7,52	3,43	1,82	12,77	5,16	3,93	2,90	11,99

Fonte: Eurostat.

Analizzando più in dettaglio l'andamento del prezzo dell'energia elettrica per usi domestici in quattro principali paesi europei, Francia, Germania, Italia e Spagna, si evidenzia che l'Italia è tra i Paesi che hanno sperimentato la riduzione maggiore: nel 2024, infatti, il prezzo medio italiano è diminuito del 7,6% portandosi a 35,7 c€/kWh; in Germania, il cui prezzo è risultato pari a 41,1 c€/kWh, la riduzione è stata più contenuta (-2,1%), mentre il prezzo francese, pari a 28,0 c€/kWh, è aumentato del 18,5%. Anche in Spagna si è rilevato un lieve aumento (+0,9%), benché il prezzo spagnolo resti quello più basso e pari a 26,3 c€/kWh (Tav. 1.13).

Nonostante la flessione, il prezzo italiano ha mantenuto un differenziale positivo rispetto alla Francia, che comunque si è ridotto al +27,4% (era +63% nel 2023). Nei confronti della Spagna, lo svantaggio dei consumatori italiani osservato nel 2023 (+48,5%) si è parzialmente riassorbito, con un differenziale sceso al 35,9%, pur restando alquanto significativo. All'opposto, il confronto con la Germania mostra un vantaggio per i consumatori italiani, che nel 2024 hanno sostenuto un prezzo medio inferiore del 13,2% rispetto a quello tedesco, in ulteriore miglioramento rispetto al -8,1% del 2023. La significativa contrazione del prezzo medio italiano (-7,6%) a fronte della sostanziale stabilità (+0,2%) del prezzo medio dell'Area euro, pari a 31,0 c€/kWh, ha consentito al differenziale italiano di ridursi al 15%, dopo i valori elevati degli ultimi anni (era +24,7% nel 2023 e +30,4% nel 2022). Il *gap* nei confronti dell'Area euro, si è quindi ridotto di circa 15 punti percentuali nell'arco di tre anni. I dati evidenziano, in sintesi, un discreto miglioramento della posizione relativa dell'Italia; tuttavia, i livelli attuali restano ancora distanti dai valori estremamente bassi registrati nel 2021.

FIG. 1.12 Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nei principali Paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Un'analisi dettagliata delle componenti che concorrono alla formazione del prezzo mostra come, rispetto al 2023, il prezzo netto (cioè la somma delle componenti: energia e vendita e costi di rete) italiano abbia recuperato in termini percentuali rispetto a tutti i principali paesi europei. La Germania ha la quota più alta di costi di rete e tasse, la Spagna, invece, registra un considerevole aumento per oneri, imposte e tasse (+94%) che compensa la diminuzione di energia e vendita e costi di rete. L'Italia ha visto un calo della componente energia del 21% rispetto al 2023, dopo due anni di livelli molto elevati, evidenziando quindi un'inversione di tendenza significativa rispetto agli anni precedenti; ciò nonostante, la componente energia italiana per i clienti domestici resta la più alta (19,69 €) rispetto a quella degli altri Paesi a confronto.

In termini assoluti, nel 2024 il prezzo netto italiano (25,92 c€/kWh) risulta inferiore (-12%) soltanto a quello tedesco (29,41 c€/kWh), ma rimane del 20% superiore rispetto alla Francia (21,55 c€/kWh), del 30% superiore rispetto alla Spagna (19,93 c€/kWh) e dell'8% più alto della media dell'Area euro (23,98 c€/kWh) (Fig. 1.12).

La riduzione del prezzo lordo dell'energia elettrica in Italia nel 2024 è imputabile principalmente alla significativa diminuzione della componente energia, che ha registrato un calo del 21% e rappresenta circa il 55% del prezzo complessivo al consumo. A questa dinamica si aggiungono i contenuti costi di rete, che incidono per il 17% sul prezzo totale. Sebbene tali costi siano aumentati dell'1% per i consumatori italiani nel 2024 – a differenza di quanto avvenuto in molti altri paesi europei, dove si sono ridotti – il livello assoluto rimane il più basso tra quelli analizzati, pari a 6,23 c€/kWh. Nel confronto internazionale, la componente di rete italiana risulta infatti inferiore del 4,9% a quella francese (6,55 c€/kWh), del 24,3% a quella spagnola (8,23 c€/kWh) e circa la metà di quella tedesca (12,17 c€/kWh); in media la componente di rete italiana è inferiore del 25% a quella dell'Area euro (8,31 c€/kWh).

Il calo del prezzo lordo in Italia è stato però in parte annullato da un marcato incremento della componente di oneri, imposte e tasse, che nel 2024 ha inciso per il 27% sul prezzo finale per il consumatore domestico. Questa voce ha subito un aumento del 28%, passando da 7,66 c€/kWh nel 2023 a 9,78 c€/kWh nel 2024 (a fronte dei 4,96 c€/kWh del 2022). L'aumento è dovuto principalmente al graduale rincaro degli oneri di sistema dopo la completa rimozione, avvenuta alla fine del 2023, delle misure di agevolazione introdotte dal governo negli anni precedenti, sebbene tale voce sia tuttora inferiore ai livelli pre-crisi. Nel confronto internazionale, la componente fiscale italiana risulta essere superiore a quella della Francia (+51%), della Spagna (+54%), e della media dell'Area euro (+38%).

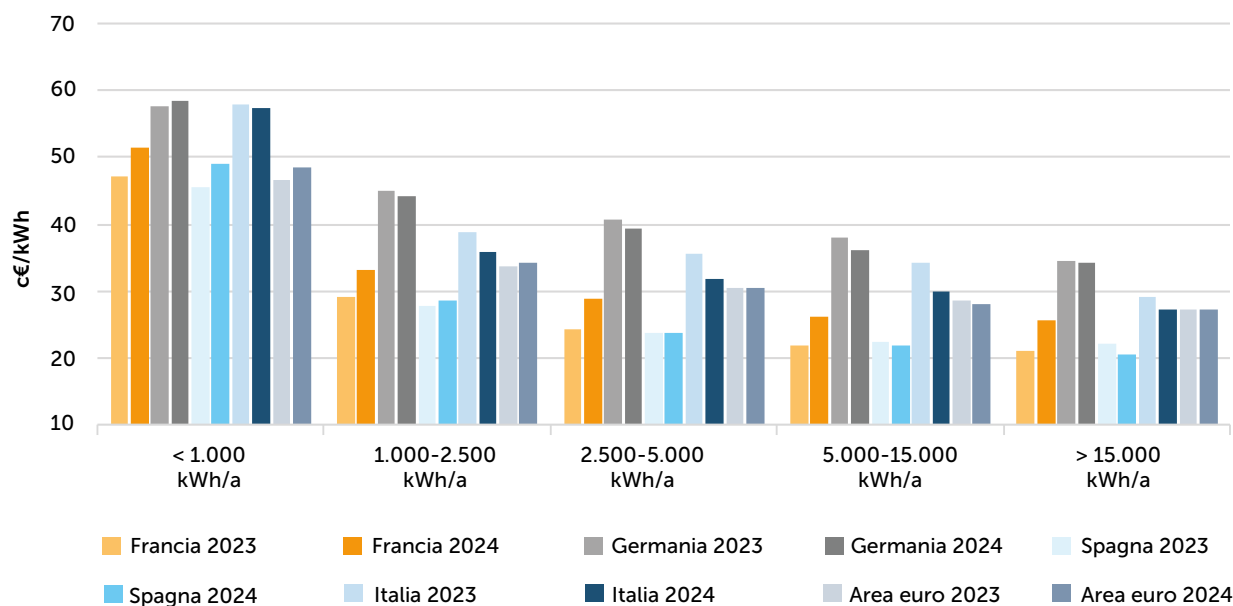
Secondo la classificazione adottata da Eurostat, i clienti domestici sono suddivisi in cinque classi in base all'ampiezza del consumo annuo di energia elettrica: la classe DA include i clienti con consumi inferiori a 1.000 kWh all'anno; la classe DB contiene quelli con consumi da 1.000 kWh a 2.500 kWh; la classe DC accoglie i clienti con consumi da 2.500 kWh a 5.000 kWh; la classe DD include i clienti con consumi da 5.000 kWh a 15.000 kWh; infine la classe DE comprende i clienti con consumi superiori a 15.000 kWh.

In Italia, le classi DB e DC sono le più importanti in quanto rappresentano la quota preponderante del consumo domestico. Nel 2024, esse hanno costituito rispettivamente il 40,1% e il 36,6% dell'energia elettrica fatturata al settore domestico. I prezzi medi fin qui analizzati sono calcolati da Eurostat come media ponderata dei prezzi unitari per ciascuna classe di consumo, utilizzando come peso l'energia venduta in ciascuna classe nei vari paesi. Tale metodologia consente di cogliere la reale incidenza dei prezzi per i clienti di ciascun Paese, poiché riflette la struttura distributiva dei consumi. Tuttavia, è interessante effettuare anche l'analisi e il confronto tra i prezzi di ciascuna classe separatamente.

Nel 2024, l'Italia ha registrato una riduzione generalizzata dei prezzi in tutte le classi, particolarmente marcata per i consumatori intermedi e medio-alti (DC e DD). Al contrario, la Francia ha osservato incrementi significativi in tutte le fasce, con un aumento proporzionalmente più marcato nelle classi a maggiore consumo (DE: +22,4%). La Germania ha mantenuto i livelli tariffari più elevati d'Europa, pur registrando una diminuzione nel prezzo di tutte le classi tranne la DA, in cui il prezzo è aumentato dell'1,5%. In Spagna, dopo una drastica riduzione nel 2023, i prezzi si sono mantenuti abbastanza stabili, con un media di aumento dello 0,9% (vedi sopra), non uniforme tra le classi: la classe dei piccoli consumatori ha registrato un aumento del 7,4% mentre al crescere dei livelli di consumo si sono osservati aumenti via via meno elevati e, anzi, una riduzione di prezzo a partire dalla classe DD, fino al -6,7% per la classe DE. A livello medio europeo, si osserva un lieve incremento nelle fasce basse (DA e DB) e una contrazione nelle classi

medio-alte (Fig. 1.13). Il differenziale dei prezzi italiani con quelli tedeschi nel 2024 risulta negativo in tutte le classi, con un minimo nella classe DE (-20%). I differenziali rispetto alla Francia, sebbene in riduzione rispetto al 2023, rimangono positivi in tutte le classi, con un massimo nella DA dei piccoli consumatori (+11,8%). Anche rispetto alla Spagna il differenziale è positivo e crescente per tutte le classi, passando da +17% per la classe DA a +37% per la DD.

FIG. 1.13 Prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei



Fonte: Eurostat.

Con riferimento specifico ai clienti della classe di consumo intermedia DC (con consumi compresi tra 2.500 e 5.000 kWh/anno) – che, come si è detto, è la più rappresentativa del cliente domestico italiano, sia perché ha il peso maggiore in termini di energia venduta, sia perché include anche il cliente tipo normalmente di riferimento per l'Autorità – nel 2024, il prezzo lordo in Italia è diminuito del 10,6%, a fronte di variazioni meno significative negli altri paesi: Germania: -3,1%; Spagna: -0,1%; Francia: +18,4%.

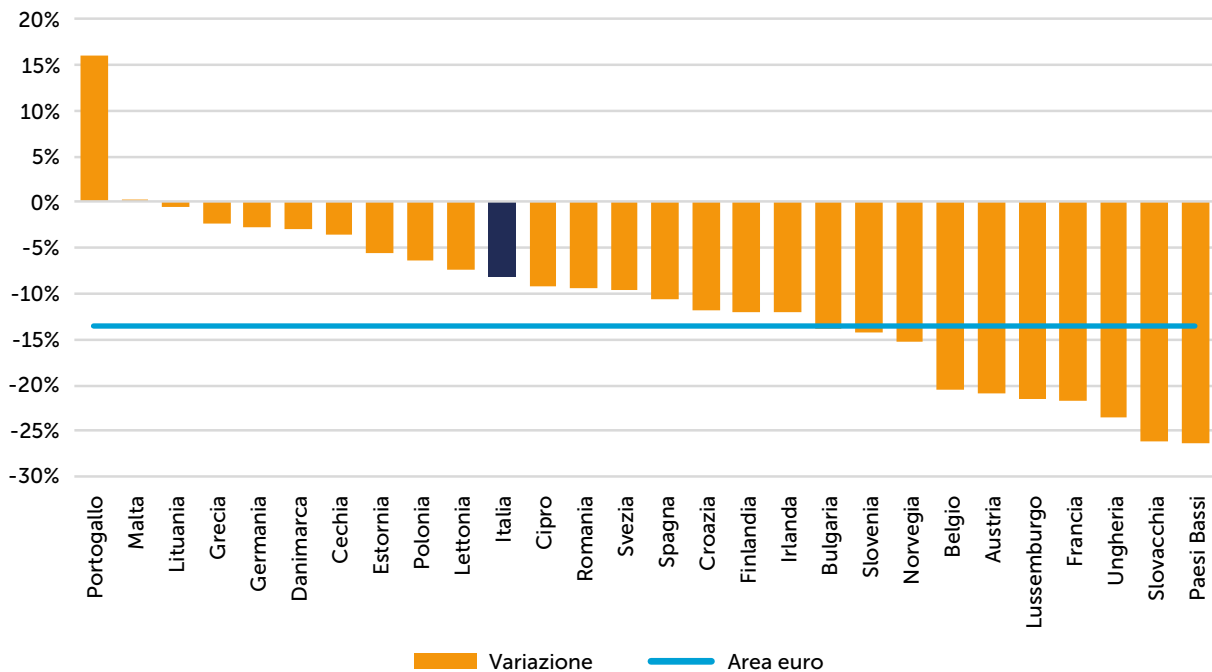
Italia e Spagna si distinguono, in conclusione, nel 2024 per i cali più marcati nelle fasce di consumo da DC a DE, che hanno favorito i nuclei familiari con consumi consistenti; la Francia è il Paese con gli aumenti più evidenti, in tutte le classi; la Germania resta il Paese con i prezzi più alti, anche se in leggera discesa. La media dell'Area euro è abbastanza stabile, ma evidenzia una leggera riduzione dei prezzi per i consumatori più energivori.

Prezzi per i clienti non domestici

Nel 2024 i prezzi dell'energia elettrica per i clienti non domestici hanno mostrato una discesa, di diversa intensità, in quasi tutti i paesi europei, tranne che in Portogallo, dove sono aumentati del 16%, e in Malta e Lituania, dove i prezzi sono rimasti stabili. La media dell'Area euro ha registrato una contrazione del 14% e, più in generale, nell'Area si sono osservate variazioni molto eterogenee: Grecia, Germania e Danimarca con flessioni limitate (-2%/-3%), Francia, Ungheria, Slovacchia e Paesi Bassi con flessioni molto significative

(superiori al 20%). Con una riduzione dell'8%, l'Italia si è collocata in una posizione intermedia (Fig. 1.14), sebbene tale calo sia stato più moderato rispetto alla media dei paesi dell'eurozona.

FIG. 1.14 Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici nel 2024



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

L'analisi comparativa dei prezzi dell'energia elettrica per usi industriali nei principali Paesi dell'Unione europea evidenzia dinamiche eterogenee nel periodo 2023-2024 (Tav. 1.14). Di particolare interesse è l'andamento del prezzo medio ponderato (inclusivo di tutte le classi di consumo) in Italia, Francia, Germania e Spagna, confrontato con la media dell'Area euro. Un'analisi dettagliata dei prezzi evidenzia nel 2024 un prezzo italiano pari a 26,5 c€/kWh che si confronta con i 19,3 c€/kWh della Francia, con i 24,9 c€/kWh della Germania, con i 16,7 c€/kWh della Spagna e con i 21,5 c€/kWh dell'Area euro. Rispetto al 2023 la riduzione del prezzo italiano è stata significativa, pari a -8,2%, ma inferiore a quella registrata negli altri Paesi: con l'eccezione della Germania, dove il prezzo è sceso del 3%, infatti, in Francia la riduzione è stata -20%, in Spagna -11% e nell'Area euro -14%. Quindi, nonostante il calo generalizzato e la marcata riduzione dei prezzi italiani osservata tra il 2022 e il 2024, l'Italia ha nuovamente perso competitività rispetto alla maggior parte degli altri Paesi europei, confermandosi tra quelli con il prezzo per i clienti industriali più elevato.

Nel 2024, infatti, il prezzo italiano è risultato superiore del 24% rispetto alla media dell'Area euro, peggiorando di 7 punti percentuali rispetto al 2023, quando il differenziale era pari al +16%. Il divario con la Spagna si è ulteriormente ampliato: il prezzo italiano è ora del 59% più elevato (era +55% nel 2023). Anche rispetto alla Francia si è registrato un peggioramento, con un differenziale del +37%, che interrompe la tendenza al recupero osservata l'anno precedente (era +17% nel 2023, dopo un +127% nel 2022). L'unico miglioramento riguarda il confronto con la Germania verso la quale l'Italia ha recuperato parte del divario competitivo rispetto al 2023, anche se il prezzo rimane più alto del 6% (era +13% nel 2023).

TAV. 1.14 *Prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici in Europa (in c€/kWh)*

PAESI	2023				2024			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	18,74	3,40	4,66	26,80	13,87	3,62	3,72	21,21
Belgio	14,69	2,29	6,34	23,32	10,35	2,49	5,71	18,55
Bulgaria	11,55	2,60	2,21	16,36	10,90	1,94	1,27	14,11
Cechia	20,39	3,31	4,70	28,40	17,44	3,31	4,30	25,05
Cipro	17,74	2,38	13,06	33,18	16,82	2,44	10,85	30,11
Croazia	15,86	3,86	4,29	24,01	11,86	5,56	5,73	23,15
Danimarca	10,50	2,61	4,80	17,91	8,40	3,16	5,81	17,37
Estonia	10,62	3,71	4,41	18,74	9,58	3,74	4,37	17,69
Finlandia	7,13	2,20	2,32	11,65	5,81	2,36	2,08	10,25
Francia	17,34	2,88	4,02	24,24	12,07	3,06	4,21	19,34
Germania	13,81	4,21	7,60	25,62	12,04	5,58	7,29	24,91
Grecia	15,77	1,63	1,17	18,57	13,14	1,77	3,21	18,12
Irlanda	22,78	3,57	1,64	27,99	19,19	3,40	2,02	24,61
Italia	17,45	2,93	8,52	28,9	13,7	2,98	9,84	26,52
Lettonia	13,23	2,83	3,78	19,84	11,25	3,76	3,37	18,38
Lituania	12,77	3,83	2,77	19,37	10,58	5,31	3,40	19,29
Lussemburgo	15,28	4,25	0,52	20,05	12,37	3,37	0,37	16,11
Malta	10,89	2,80	0,84	14,53	10,87	2,80	0,84	14,51
Paesi Bassi	17,26	3,37	8,08	28,71	11,41	4,19	6,43	22,03
Polonia	10,62	4,56	12,58	27,76	8,87	4,90	12,22	25,99
Portogallo	12,20	3,90	-2,02	14,08	9,03	2,55	4,75	16,33
Romania	12,29	3,22	4,47	19,98	10,50	3,22	4,39	18,11
Slovacchia	18,34	4,24	8,63	31,21	13,03	3,94	6,11	23,08
Slovenia	17,59	2,20	4,69	24,48	13,48	2,45	5,05	20,98
Spagna	11,66	3,26	3,72	18,64	9,57	2,94	4,16	16,67
Svezia	18,36	6,61	7,59	32,56	13,27	4,91	6,74	24,92
Ungheria	6,89	2,28	2,38	11,55	5,60	2,69	2,16	10,45
Unione europea	14,67	3,47	6,09	24,23	11,29	3,74	6,13	21,16
Area euro	15,55	3,4	5,88	24,83	11,81	3,68	5,97	21,46
Norvegia	5,33	1,11	2,14	8,58	4,25	1,14	1,89	7,28

Fonte: Eurostat.

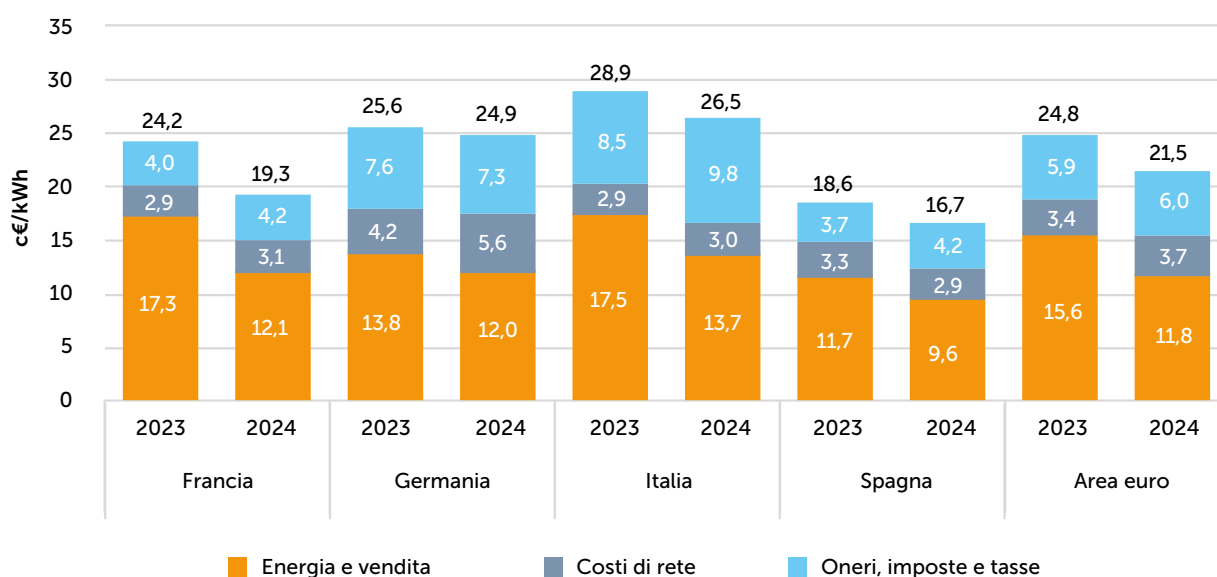
Analizzando le componenti che concorrono alla formazione del prezzo dell'elettricità per i clienti non domestici, emerge che, sebbene il prezzo netto (comprensivo di energia, vendita e costi di rete) sia diminuito rispetto all'anno precedente, i differenziali rispetto ad alcuni tra i principali Paesi europei restano significativi. Il costo dell'energia per le imprese industriali italiane, al netto degli oneri fiscali, è sceso da 20,38 c€/kWh nel 2023 a 16,68 c€/kWh nel 2024 (-18%). Tale valore rimane superiore dell'8% alla media dell'Area euro (che ha

registrato un calo del -18% come in Italia, arrivando a 15,49 c€/kWh), ma mostra un miglioramento del differenziale rispetto agli anni precedenti.

Il prezzo netto italiano risulta inferiore solo a quello dei competitor tedeschi (-5%). A eccezione del prezzo netto e invertendo la tendenza del 2023, quando era inferiore del 13%, l'Italia continua a registrare valori più elevati: +10% rispetto alla Francia (contro il +1% nel 2023) e +33% rispetto alla Spagna (era +37% nel 2023), determinando il differenziale positivo dell'8% rispetto alla media dell'Area euro, dato sostanzialmente stabile rispetto all'anno precedente (Fig. 1.15).

Complessivamente, nel 2024 l'Italia ha beneficiato di una significativa riduzione della componente energia e vendita, in calo del 21% rispetto all'anno precedente, passando da 17,5 c€/kWh nel 2023 a 13,7 c€/kWh nel 2024. Tale dinamica è in linea con l'andamento dei mercati all'ingrosso, ma anche per tale componente il livello rimane superiore a quello registrato negli altri paesi europei di riferimento: +14% rispetto a Francia e Germania, +43% rispetto alla Spagna e +16% rispetto alla media dell'Area euro.

FIG. 1.15 Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici nei principali Paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

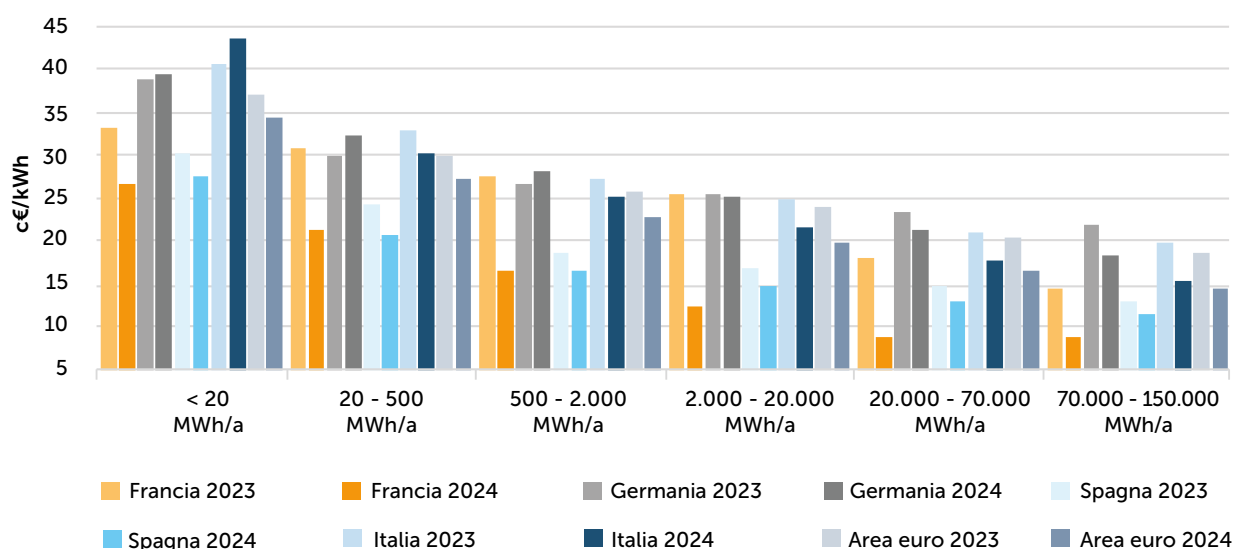
L'aumento dei costi di rete per le imprese italiane è stato invece contenuto, con una crescita limitata al 2% rispetto al 2023, analogamente a quanto osservato per i consumatori domestici. A differenza della componente energia e vendita, tuttavia, i costi di rete italiani risultano più bassi rispetto a quelli di altri Paesi: inferiori del 3% rispetto alla Francia, del 47% rispetto alla Germania e del 19% rispetto alla media dell'Area euro.

In controtendenza, la componente relativa a oneri, imposte e tasse ha registrato un aumento del 15%, passando da 8,5 c€/kWh nel 2023 a 9,8 c€/kWh nel 2024, in netta crescita rispetto al valore del 2022 (6,3 c€/kWh). Questa componente rappresenta oggi la più elevata tra i paesi analizzati, risultando superiore del 134% rispetto alla Francia (accentuando ulteriormente il divario già presente nel 2023) e del 65% rispetto alla media dell'Area euro, andando così a ridurre significativamente i benefici derivanti dal calo del prezzo della materia prima.

Nel contesto dei clienti non domestici, i prezzi dell'energia elettrica sono classificati, come per i clienti domestici, secondo le classi di consumo annuo definite nel database Eurostat che sono sette: IA relativa ai clienti con consumi inferiori a 20 MWh, IB per consumi da 20 a 500 MWh), IC (consumi da 500 a 2.000 MWh), ID (consumi da 2.000 a 20.000 MWh), IE (consumi da 20.000 a 70.000 MWh), IF (consumi da 70.000 a 150.000 MWh) e IG (consumi superiori a 150.000 MWh). In Italia, le classi più rappresentative per il settore non domestico sono la IB e la ID, che concentrano rispettivamente il 29,5% e il 24% del totale dell'energia fatturata nel 2024.

I prezzi medi finora discussi sono calcolati da Eurostat come medie ponderate dei prezzi rilevati in ciascuna classe, utilizzando come peso l'energia effettivamente venduta ai clienti delle varie classi nei diversi Paesi. Pertanto, l'andamento dei prezzi medi riflette l'andamento nelle singole classi di consumo (Fig. 1.16).

FIG. 1.16 Prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei



Fonte: Eurostat.

Nel 2024, il prezzo medio lordo dell'energia elettrica per i clienti non domestici in Italia ha mostrato una diminuzione rispetto al 2023 in quasi tutte le classi di consumo analizzate: il calo varia da un modesto -7% nella classe IB fino a una riduzione più marcata del 22% nella classe IF, la più energivora. Solo nella prima classe si osserva un aumento del +7%. Anche la Francia ha evidenziato un significativo rientro dei prezzi, particolarmente nelle classi ad alto consumo, con la classe IF che registra una riduzione da 14,7 a 9,1 c€/kWh (-38%). Tra il 2023 e il 2024, in Spagna si è osservato un calo del 7% nella classe IA e del 45% nella classe IF, che rappresentano le riduzioni più rilevanti tra i principali Paesi europei. La Spagna si conferma, quindi, insieme alla Francia, tra i Paesi più competitivi con prezzi in diminuzione e valori medi inferiori rispetto alla media dell'Area euro. La Germania, all'opposto, ha mantenuto i livelli più elevati in quasi tutte le classi di consumo, con un trend leggermente crescente nell'ultimo triennio; nel 2024, il prezzo nella classe IA ha raggiunto 39,4 c€/kWh (+1%), mentre nelle classi IE e IF registrano un calo rispettivamente del 9% e del 15%.

Le variazioni osservate in Italia sono principalmente determinate dalla riduzione del prezzo netto per tutti i clienti industriali, con un impatto progressivamente maggiore all'aumentare dei consumi, culminando in una riduzione del 26% nella classe IF.

Il confronto tra Italia e Area euro si registrano prezzi netti più alti per i clienti industriali italiani nella prima classe (IA: +4%) e nelle classi con consumi maggiori IE e IF (+8% e +12%). Nel complesso, il differenziale dei prezzi netti dell'energia elettrica per i clienti industriali italiani nel 2024 per la classe IB risulta inferiore a quelli dell'Area euro (-8%), a quelli francesi (-13%) ma superiori a Germania (+2%) e Spagna (+16%).

Nelle classi di consumo in cui si concentra oltre la metà dell'energia acquistata in Italia per usi non domestici, ossia le classi IB e ID, nel 2024 i clienti italiani hanno sostenuto un prezzo totale superiore rispetto ai clienti omologhi dell'Area euro, rispettivamente dell'11% e del 9%. Questo svantaggio di prezzo risulta coerente con il differenziale evidenziato dal confronto del prezzo medio ponderato su tutte le classi di consumo (+11%). Tuttavia, il divario si riduce sensibilmente quando si considerano i prezzi al netto degli oneri, delle imposte e delle tasse, componenti che le imprese possono trasferire ai propri clienti finali. Considerando tali dati, nel 2024 le imprese italiane hanno pagato in media un prezzo soltanto del 2% superiore rispetto alla media dell'Area euro. Analizzando nello specifico le due classi maggiormente rilevanti per il mercato italiano, si osserva addirittura un'inversione del segno del differenziale: nella classe IB (consumi da 20 a 500 MWh/anno), il prezzo netto in Italia è pari a 17,84 c€/kWh, inferiore rispetto ai 19,42 c€/kWh della media dell'Area euro. Nella classe ID (consumi da 2.000 a 20.000 MWh/anno), invece, il prezzo netto italiano risulta sostanzialmente equivalente a quello medio dell'Area euro, confermando un sostanziale equilibrio competitivo per i clienti di dimensioni medio-grandi.

Prezzi del gas

Prezzi per i clienti domestici

Nel confronto internazionale con i principali paesi dell'Area euro il prezzo medio del gas naturale per i consumatori domestici in Italia ha registrato nel 2024 un aumento del 15,1%, raggiungendo i 13,1 c€/kWh. Si tratta di una crescita significativa e superiore a quella registrata nella maggior parte dei paesi dell'Area euro. L'analisi comparativa a livello europeo evidenzia, infatti, come i consumatori italiani abbiano pagato tariffe superiori del 5,3% rispetto alla media dell'Area euro, una situazione opposta rispetto all'anno precedente, quando i prezzi in Italia risultavano dell'8,3% più bassi della media dell'eurozona. Guardando agli altri Stati membri dell'Unione europea, i prezzi più elevati del gas per uso domestico nel 2024 sono stati registrati nei Paesi Bassi (16,8 c€/kWh), seguiti da Portogallo (14,8 c€/kWh), Irlanda (13,2 c€/kWh) e Francia (13,1 c€/kWh), quest'ultima in linea con il valore italiano. All'estremo opposto, i prezzi più contenuti sono stati rilevati in Ungheria (2,88 c€/kWh), Croazia (4,62 c€/kWh) e Romania (5,65 c€/kWh), evidenziando un forte divario all'interno del mercato unico dell'energia (Tav. 1.15).

Il prezzo al lordo di oneri e imposte, complessivamente, è cresciuto rispetto all'anno precedente in 7 paesi, mentre è diminuito nei restanti 16 pubblicati dall'Eurostat; per Cipro, Finlandia e Malta i dati non vengono resi disponibili perché ritenuti statisticamente riservati³ (Fig. 1.17).

³ Il regolamento (UE) 1952/2016 si attiene alle norme sulla riservatezza dei dati stabilite dal regolamento (CE) 233/2009 dell'11 marzo 2009, che definisce "dati riservati" i dati che consentono di identificare, direttamente o indirettamente, le unità statistiche, divulgando così informazioni individuali.

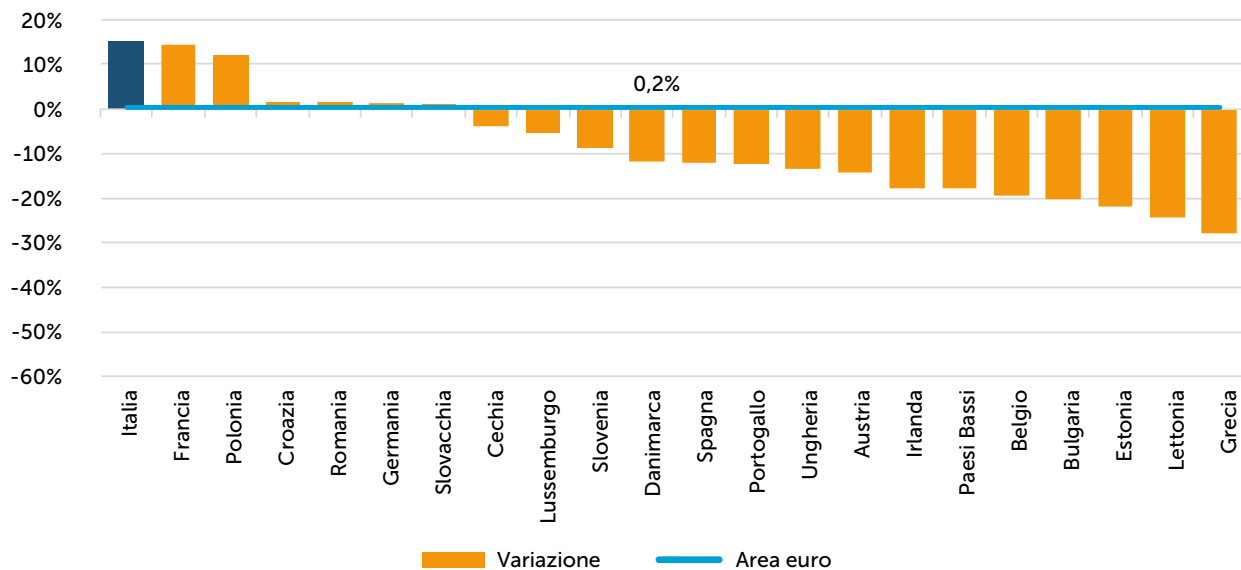
TAV. 1.15 *Prezzi del gas naturale per usi domestici in Europa (in c€/kWh)*

PAESI	2023				2024			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	10,10	1,99	3,19	15,28	7,88	2,08	3,16	13,12
Belgio	7,79	1,69	1,27	10,75	5,47	1,73	1,47	8,67
Bulgaria	5,38	1,56	1,05	7,99	3,79	1,53	1,06	6,38
Cechia	7,96	1,50	1,99	11,45	7,03	2,05	1,91	10,99
Croazia	3,44	0,90	0,21	4,55	3,47	0,93	0,22	4,62
Danimarca	6,52	1,78	6,14	14,44	4,31	2,37	6,05	12,73
Estonia	6,52	0,93	1,94	9,39	4,32	1,28	1,74	7,34
Francia	6,10	2,64	2,75	11,49	6,38	2,86	3,91	13,15
Germania	7,53	1,96	2,43	11,92	6,95	1,97	3,14	12,06
Grecia	8,50	2,01	0,89	11,40	5,37	2,19	0,66	8,22
Irlanda	11,02	3,01	2,09	16,12	8,12	3,10	2,03	13,25
Italia	8,72	2,62	0,02	11,36	6,94	2,96	3,18	13,08
Lettonia	9,05	2,42	2,65	14,12	5,25	3,38	2,05	10,68
Lituania	12,42	1,87	3,00	17,29	4,23	1,62	1,40	7,25
Lussemburgo	11,09	1,76	-4,18	8,67	6,83	2,20	-0,82	8,21
Paesi Bassi	11,07	1,43	7,98	20,48	6,17	1,76	8,89	16,82
Polonia	4,80	1,24	1,46	7,50	5,31	1,45	1,63	8,39
Portogallo	9,42	3,35	4,16	16,93	6,79	3,67	4,37	14,83
Romania	3,59	1,09	0,89	5,57	3,42	1,33	0,90	5,65
Slovacchia	3,07	2,03	1,02	6,12	3,10	2,05	1,03	6,18
Slovenia	7,18	1,33	1,76	10,27	5,82	1,28	2,27	9,37
Spagna	7,76	1,83	0,93	10,52	5,30	1,89	2,06	9,25
Svezia	10,45	6,90	7,82	25,17	n.d	n.d	10,07	n.d
Ungheria	1,10	1,52	0,71	3,33	1,18	1,09	0,61	2,88
Unione europea ^(A)	7,34	2,03	2,09	11,46	6,13	2,17	3,17	11,47
Area euro	7,99	2,17	2,23	12,39	6,56	2,32	3,54	12,42

(A) Per Cipro, Finlandia e Malta i dati non sono disponibili.

Fonte: Eurostat.

Analizzando i principali Paesi europei, quelli cioè i cui mercati presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia, si vede come variazioni in aumento si siano manifestate anche in Francia (13,2 c€/kWh; +14,4%) e in Germania (12,1 c€/kWh; +1,2%); soltanto in Spagna (9,3 c€/kWh) si è osservata una diminuzione significativa (-12,1%). Complessivamente, tali dinamiche hanno determinato una sostanziale stabilità del prezzo medio del gas nell'Area euro (12,4 c€/kWh), con una variazione marginale pari a +0,2% rispetto al 2023.

FIG. 1.17 *Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi domestici nel 2024*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

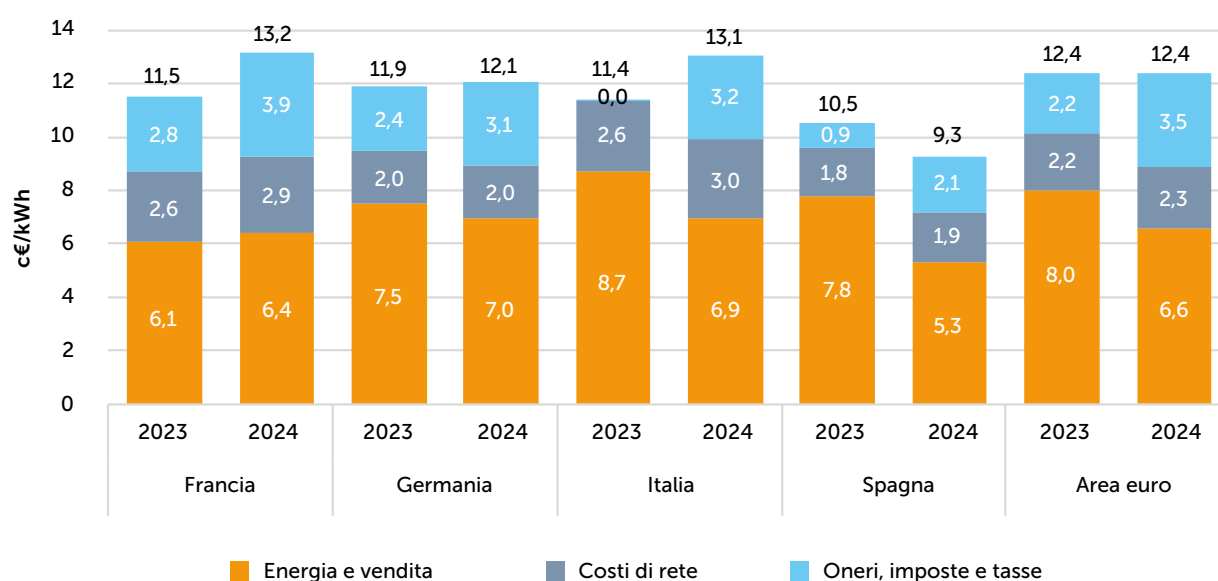
L'aumento dei prezzi del gas in Italia ha comportato una significativa perdita del vantaggio dei consumatori domestici italiani rispetto agli altri consumatori europei: nel 2024, infatti, il prezzo italiano risulta dell'8,5% superiore a quello pagato dai consumatori tedeschi (contro un differenziale negativo di -4,7% nel 2023), del 41,4% più alto di quello dei consumatori spagnoli (era solo +8% nel 2023) e, come detto, del 5,3% più elevato rispetto alla media dell'Area euro (era -8,3% nel 2023). L'unico confronto favorevole rimane quello con la Francia, rispetto alla quale il prezzo italiano si conferma leggermente inferiore (-0,5%, rispetto al -1,1% del 2023) (Fig. 1.18).

L'analisi delle componenti che determinano il prezzo del gas naturale per i consumatori domestici evidenzia, nel 2024, un'importante dinamica: il prezzo netto – comprensivo delle sole voci relative a energia, vendita e costi di rete – è diminuito del 13% rispetto al 2023. Tuttavia, nonostante questo calo, l'Italia continua a registrare i valori di prezzo netto più alti tra i principali Paesi europei. Nel dettaglio, il prezzo netto per i clienti domestici italiani risulta superiore del 7% rispetto alla Francia, in netto miglioramento rispetto al +30% del 2023 e al +34% del 2022; superiore del 38% rispetto alla Spagna, con un peggioramento del differenziale di 20 punti percentuali, considerando che era a +18% l'anno precedente; superiore dell'11% rispetto alla Germania, in parziale recupero rispetto al +19% del 2023; superiore, infine, dell'11% anche rispetto alla media dell'Area euro, sebbene con una lieve riduzione del divario che nel 2023 era pari a +12%. I dati segnalano quindi un miglioramento relativo della posizione italiana verso Francia e Germania, ma un peggioramento rispetto alla Spagna, dove i prezzi netti sono calati in misura più marcata.

La componente energia e vendita, che incide per il 53% sul prezzo totale del gas in Italia, ha registrato nel 2024 una riduzione del 20% su base annua, passando da 8,7 a 6,9 c€/kWh. Grazie a questa vistosa riduzione, i differenziali rispetto agli altri paesi, pur rimanendo positivi, si riducono quasi ovunque significativamente: in media, la differenza della componente rispetto all'Area euro è pari al 6% (era il +9%). La diminuzione del differenziale è massima rispetto alla Francia (da +43% a +9%) mentre rispetto alla Germania si passa da un delta positivo del +16% nel 2023 a una situazione di sostanziale parità dei valori, con un differenziale pari a solo -0,1% a favore dell'Italia; l'unico Paese rispetto al quale la componente ha aumentato il divario è la Spagna (da +12% a +31%). La componente relativa ai costi di rete in Italia è aumentata del 13% rispetto al 2023, passando da 2,6 a 3,0 c€/kWh,

ma la voce è risultata in aumento anche negli altri principali paesi europei: dell'8% in Francia, dell'1% in Germania e del 3% in Spagna. Complessivamente, i costi di rete italiani risultano superiori del 28% rispetto alla media dell'Area euro. In questo contesto, il parziale recupero sul fronte del prezzo netto è stato ampiamente controbilanciato dall'aumento della componente fiscale, che nel 2024 è tornata a incidere in modo significativo sul prezzo finale pagato dai consumatori domestici italiani. Nonostante questo rilevante incremento, la componente fiscale in Italia risulta comunque inferiore rispetto a quella della Francia (-19%) e alla media dell'area euro (-10%), mentre è più elevata rispetto alla Spagna, con un differenziale del +54%.

FIG. 1.18 Componenti dei prezzi del gas naturale per usi domestici nei principali Paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

In conclusione, nel 2024, l'incremento del prezzo totale del gas naturale per i consumatori domestici in Italia (salito a 13,1 c€/kWh, rispetto agli 11,4 c€/kWh del 2023 e agli 11,1 c€/kWh del 2022), è sostanzialmente riconducibile a due fattori: la crescita dei costi di rete e, soprattutto, quella della componente fiscale. I costi di rete, che comprendono le spese per il trasporto, la distribuzione e la gestione del contatore, sono passati da 2,6 c€/kWh nel 2023 a 3,0 c€/kWh nel 2024. Questo valore è in netta crescita anche rispetto al 2022, quando la stessa voce si attestava a 2,0 c€/kWh. Attualmente, i costi di rete incidono per circa il 23% sul prezzo finale del gas. Ma, come detto, più marcata è stata la crescita della componente fiscale italiana. Nel 2023, infatti, le misure di contenimento del caro energia – tra cui la riduzione dell'IVA al 5% e l'azzeramento temporaneo degli oneri di sistema – avevano sostanzialmente azzerato l'impatto degli oneri sul prezzo del gas. Nel 2023, tale componente risultava pari a zero, mentre nel 2024 è salita a 3,2 c€/kWh, rappresentando circa il 24% del prezzo totale pagato dalle famiglie italiane.

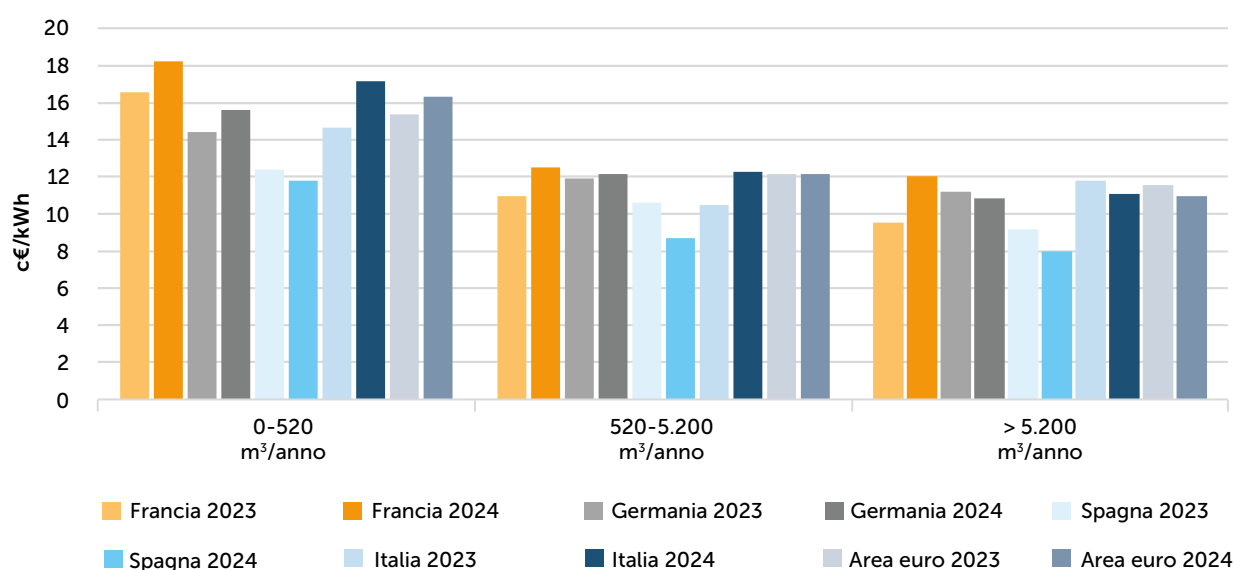
Come per l'energia elettrica, Eurostat rileva i prezzi medi del gas naturale applicati ai clienti con usi domestici suddividendoli in tre classi dimensionali di consumo annuo: D1: consumi fino a 20 GJ/anno (ovvero fino a circa 520 m³/anno o 5.500 kWh/anno); D2: consumi da 20 a 200 GJ/anno (equivalenti alla fascia 520-5.200 m³/anno o 5.500-55.500 kWh/anno); D3: consumi oltre 200 GJ/anno (cioè superiori a 5.200 m³/anno oppure 55.500 kWh/anno). In Italia la classe di gran lunga prevalente è la D2, che raccoglie il 67% circa dei volumi complessivamente venduti. Il restante volume delle vendite si divide per il 19,4% nella classe D1 e per il 13,5% nella classe D3.

Il prezzo lordo del gas per usi domestici italiano analizzato finora, può essere dettagliato nell'andamento delle tre classi di consumo di cui costituisce la media ponderata che Eurostat effettua in base ai volumi fatturati nell'anno. Nel 2024 i prezzi per i clienti D1 (17,12 c€/kWh) e D2 (12,30 c€/kWh) hanno registrato entrambi un aumento del 17% rispetto al 2023; al contrario, nell'ultima classe si è registrata una riduzione del prezzo lordo pari a -5,4%. Nell'Area euro i prezzi sono risultati in crescita solo per la classe dei piccoli consumatori (D1), ma in misura più contenuta (+6,5%), mentre per le altre due classi D2 e D3, si riscontra una riduzione, rispettivamente dello 0,1% e del 5% (Fig. 1.19). Questo andamento ha comportato un ritorno dei differenziali di prezzo tra l'Italia e gli altri paesi europei ai segni del 2022. Per esempio, per la classe di consumo D1, i clienti italiani nel 2022 pagavano un prezzo superiore del 5,8% rispetto alla media dell'Area euro. Nel 2023, la situazione si era ribaltata, con un prezzo inferiore del 4,2%, mentre nel 2024 si registra un nuovo incremento, con un differenziale positivo del 5% rispetto alla media dell'Area euro. Lo stesso è accaduto per la classe D2: il consumatore italiano registrava un prezzo più alto dell'Area euro nel 2022 (+8,9%) completamente recuperato nel 2023 invertendo la tendenza (-13,1%); nel 2024, tuttavia, la tendenza si è invertita nuovamente, con un prezzo superiore dell'1,6% rispetto alla media dell'Area euro.

Anche nel confronto con i principali partner europei, il differenziale italiano è peggiorato nel 2024: nella classe D2 il prezzo italiano è inferiore a quello francese di solo -1,8% rispetto (nel 2023 era 4,4%); nel 2023 il prezzo italiano era inferiore dell'11,9% rispetto a quello tedesco, mentre nel 2024 la situazione si è invertita, con un prezzo tedesco dell'1,2% inferiore rispetto all'Italia; in Spagna il prezzo italiano nella classe D2 è superiore del 41,1% rispetto a quello pagato dai consumatori spagnoli, confermandosi come uno dei differenziali più elevati.

In Italia il prezzo netto del gas diminuisce rispetto all'anno precedente solo nella classe D1 restando stabile nelle classi D2 e D3, analoga riduzione si ha nell'Area euro dove il prezzo netto scende nella classe D1 (-6,2%) e resta sostanzialmente identico per le classi D2 e D3.

FIG. 1.19 Prezzi totali del gas naturale per usi domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Prezzi per i clienti non domestici

Il confronto internazionale dei prezzi del gas per i clienti non domestici, diversamente da quanto osservato per i clienti domestici, evidenzia una significativa riduzione (-18%) del prezzo medio in Italia, pari a 6,75 c€/kWh. Tale riduzione è risultata più intensa rispetto a quella della media dell'Area euro, dove il prezzo è sceso solo del 13,5%, portandosi a 6,93 c€/kWh.

TAV. 1.16 Prezzi del gas naturale per usi non domestici in Europa (in c€/kWh)

PAESI	2023				2024			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	5,49	0,49	1,63	7,61	4,53	0,49	1,55	6,57
Belgio	5,18	0,27	0,80	6,25	4,14	0,28	1,08	5,50
Bulgaria	4,81	0,43	0,80	6,04	3,44	0,42	0,84	4,70
Cechia	5,96	0,63	1,55	8,14	5,15	1,02	1,46	7,63
Croazia	6,09	0,51	0,39	6,99	4,77	0,50	0,41	5,68
Danimarca	4,72	0,82	3,31	8,85	4,00	0,92	3,06	7,98
Estonia	6,14	0,91	1,69	8,74	3,95	1,23	1,58	6,76
Finlandia	6,58	0,67	4,35	11,60	4,23	0,76	3,84	8,83
Francia	6,64	0,60	1,85	9,09	4,89	0,76	1,83	7,48
Germania	5,41	0,67	1,75	7,83	4,44	0,72	2,15	7,31
Grecia	5,30	0,58	0,72	6,60	3,78	0,47	0,59	4,84
Irlanda	5,81	1,40	1,08	8,29	4,45	1,57	1,05	7,07
Italia	6,54	1,17	0,52	8,23	4,40	1,18	1,17	6,75
Lettonia	7,04	0,93	1,85	9,82	4,29	1,07	1,33	6,69
Lituania	5,60	1,01	1,56	8,17	2,82	0,73	0,89	4,44
Lussemburgo	7,35	0,71	-0,18	7,88	5,03	0,67	0,56	6,26
Paesi Bassi	6,56	0,38	3,77	10,71	4,37	0,37	4,22	8,96
Polonia	7,37	0,75	1,96	10,08	5,24	0,82	1,50	7,56
Portogallo	5,77	0,39	1,42	7,58	3,94	0,51	1,26	5,71
Romania	4,48	0,55	1,01	6,04	3,58	0,75	0,89	5,22
Slovacchia	7,64	1,13	1,91	10,68	5,29	1,13	1,44	7,86
Slovenia	5,91	0,57	1,37	7,85	4,45	0,56	1,55	6,56
Spagna	4,35	0,23	0,41	4,99	3,62	0,19	1,08	4,89
Svezia	8,63	1,23	5,94	15,80	ND	ND	ND	ND
Ungheria	8,31	0,65	2,94	11,90	4,87	0,52	2,02	7,41
Unione europea ^(A)	5,94	0,66	1,56	8,16	4,43	0,71	1,80	6,94
Area euro	5,85	0,66	1,50	8,01	4,38	0,70	1,85	6,93

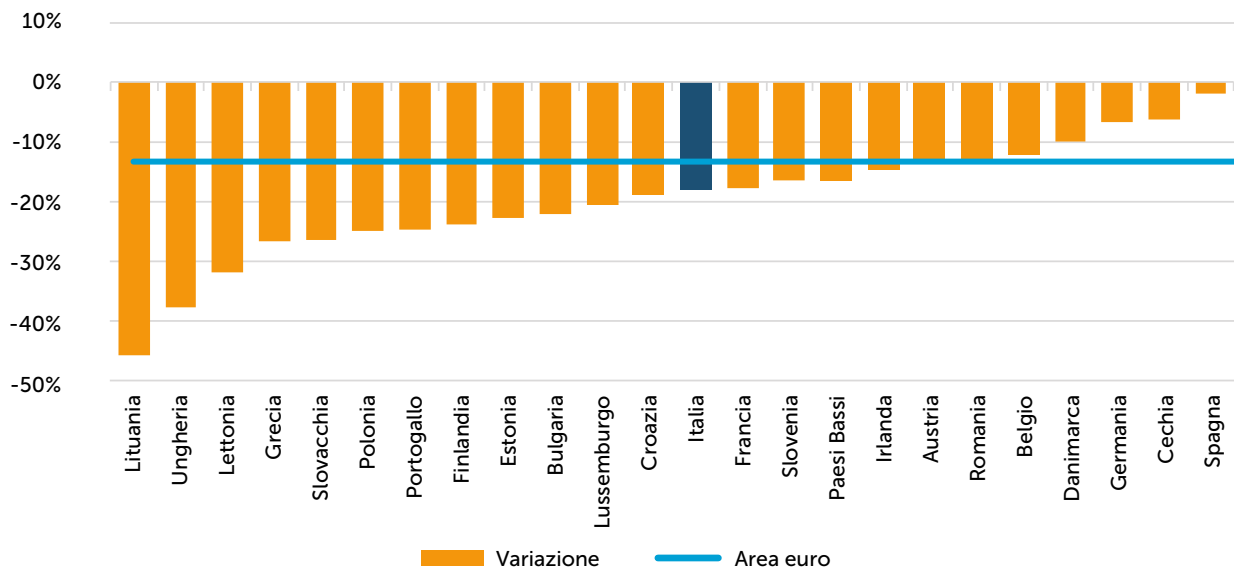
(A) Per Cipro e Malta i dati non sono disponibili.

Fonte: Eurostat.

L'analisi comparativa a livello europeo evidenzia come nel 2024 i clienti industriali italiani abbiano pagato un prezzo più basso del 2,6% rispetto alla media dell'Area euro. Si tratta di un'inversione netta di tendenza rispetto all'anno precedente, quando i prezzi italiani industriali erano più alti del 2,7% rispetto alla media dell'eurozona. Nel confronto con gli altri Stati membri dell'Unione europea, i prezzi più elevati del gas per uso non domestico nel 2024 sono stati registrati nei Paesi Bassi (8,96 c€/kWh), in Finlandia (8,83 c€/kWh) in Danimarca (7,98 c€/kWh); all'estremo opposto i prezzi più contenuti sono stati rilevati in Lituania (4,44 c€/kWh), in Bulgaria (4,70 c€/kWh) e in Grecia (4,84 c€/kWh) (Tav. 1.16).

Il prezzo al lordo di oneri e imposte, complessivamente, è diminuito in tutti i Paesi pubblicati dall'Eurostat e illustrati nella tavola 1.16, benché in 17 di questi la contrazione sia stata più forte che nella media dell'Area euro (Fig. 1.20).

FIG. 1.20 Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nel 2024



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Analizzando i principali Paesi europei, cioè quelli in cui i mercati presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia, si nota che un calo analogo a quello italiano (-17,7%) è stato registrato anche in Francia, dove il prezzo è pari a 7,48 c€/kWh, mentre la riduzione è stata meno elevata (-6,6%) in Germania, che evidenzia un prezzo pari a 7,31 c€/kWh, e in Spagna, dove il prezzo è sceso solo del 2%, ma resta al livello più basso, pari a 4,89 c€/kWh.

Nel 2024 il prezzo del gas pagato dai clienti non domestici italiani è risultato quindi inferiore rispetto a quasi tutti i principali *competitor* europei, con un ulteriore miglioramento del posizionamento competitivo rispetto al 2023. In particolare, il prezzo italiano risulta più basso del 9,8% di quello francese (era -9,5% nel 2023) e del 7,7% rispetto alla Germania (mentre nel 2023 era più alto del 5,1%). Solo nel confronto con la Spagna il prezzo italiano risulta superiore del 38%, pur mostrando un recupero significativo rispetto al 2023, quando il differenziale era pari a +64,9% (Fig. 1.21).

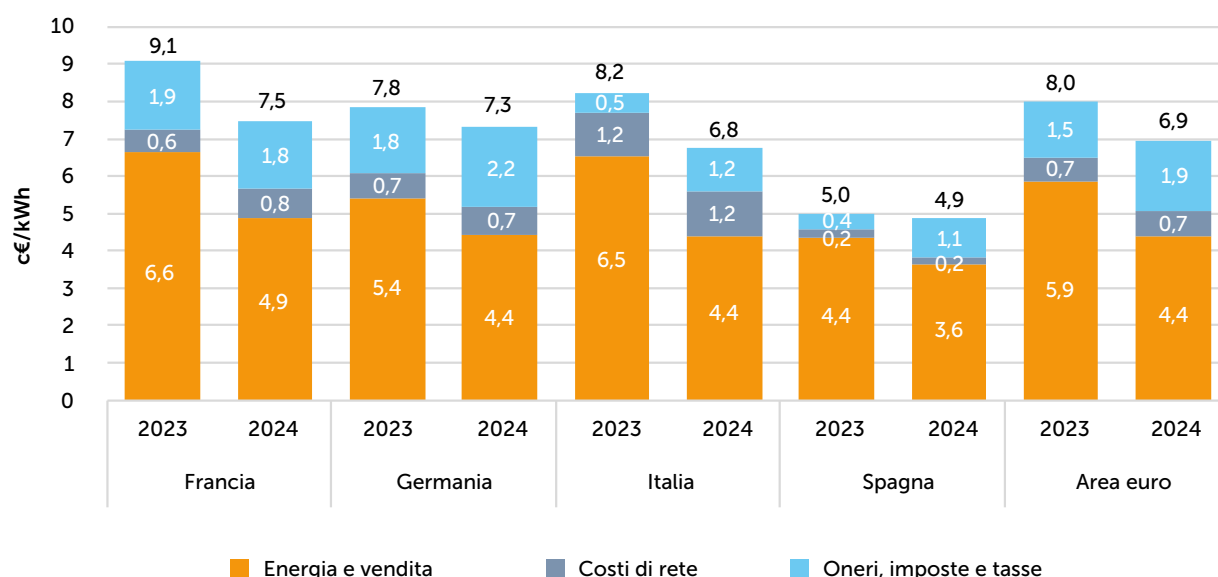
La situazione cambia se si analizzano i prezzi al netto di imposte e oneri, che includono quindi solo le componenti energia, vendita e costi di rete. Emerge in questo caso che, sebbene il prezzo netto italiano sia diminuito del 28%, attestandosi a 5,58 c€/kWh, i differenziali rispetto agli altri principali Paesi europei sono rimasti significativi.

I prezzi netti italiani continuano a essere più alti di quelli degli altri *competitor*, risultando di poco inferiori solo a quelli francesi (-1,2%). Nello specifico, i consumatori industriali italiani pagano, in termini di prezzi netti, l'8% in più rispetto a quelli tedeschi, il 46% in più rispetto alla Spagna e un 10% in più rispetto alla media dell'Area euro. Anche se il prezzo industriale italiano è rimasto superiore alla media dell'eurozona, è importante sottolineare comunque che nel 2024 ha recuperato competitività, considerando che nel 2023 era superiore del 18%.

La netta riduzione del prezzo del gas per i clienti industriali in Italia è dovuta interamente alla componente energia, pari a 4,4 c€/kWh, che incide per il 65% sul prezzo finale e ha registrato una significativa contrazione del 32,7% rispetto al 2023, risultando la più marcata tra i principali Paesi europei. A titolo di confronto, la stessa componente si è ridotta in Francia del 26,4%, in Germania del 17,9% e in Spagna del 16,8%, mentre nell'Area euro è scesa del 25,1%. Nonostante questa forte riduzione, il valore italiano della componente energia risulta inferiore del 10% solo a quello francese, è in linea con quello tedesco e con la media dell'Area euro, ma nettamente superiore, del 21,5%, a quello spagnolo, dove si attesta a 3,6 c€/kWh.

Le altre due componenti, cioè i costi di rete e gli oneri e imposte, che incidono entrambe per circa il 17% sul prezzo complessivo, hanno invece registrato un incremento rispetto al 2023. In particolare, i costi di rete in Italia sono aumentati solo lievemente (+0,9%), ma restano i più elevati tra i Paesi analizzati, superando del 55% quelli sostenuti dai consumatori non domestici in Francia, del 64% quelli tedeschi e più del 500% quelli spagnoli (dove, per altro, sono quasi nulli, ma la Spagna, com'è noto, ha una rete meno magliata di quella italiana o francese). Ancora più rilevante è l'aumento della componente fiscale, che nel 2024 è cresciuta del 125% rispetto all'anno precedente. Tale incremento è riconducibile alla progressiva eliminazione delle agevolazioni sull'IVA introdotte dal Governo fino al 2023, analogamente a quanto avvenuto nel settore domestico.

FIG. 1.21 Componenti dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nei principali Paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

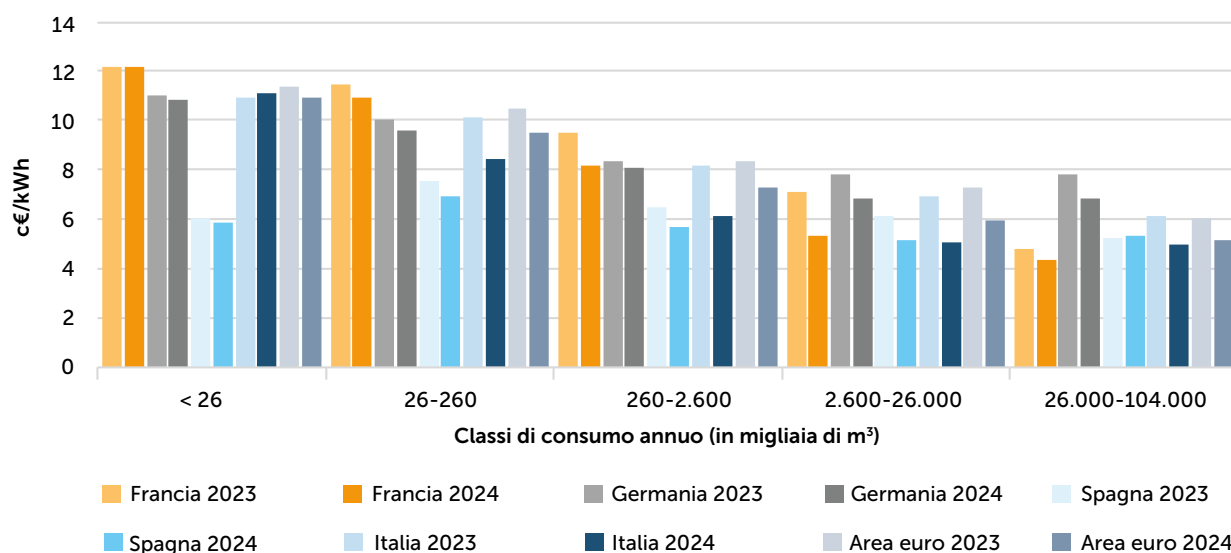
Come per i clienti domestici, anche per quelli non domestici i prezzi sono rilevati da Eurostat suddividendo i clienti per classi di ampiezza del consumo annuo. In questo caso le classi sono sei, e precisamente: I1: consumi inferiori a 1.000 GJ; I2: consumi da 1.000 a 10.000 GJ; I3: consumi da 10.000 a 100.000 GJ; I4: consumi

da 100.000 a 1.000.000 GJ; I5: consumo da 1.000.000 a 4.000.000 GJ; I6: consumi superiori a 4.000.000 GJ. In Italia le due classi più importanti sono la I3 e la I4 che assorbono, rispettivamente, il 22,4% e il 27,4% delle vendite di gas a clienti non domestici. Le prime due classi incidono complessivamente per circa un terzo delle vendite, mentre nelle ultime due si concentra poco meno di un quinto delle vendite totali.

Nell'analisi dei prezzi per le varie classi di consumo, la posizione relativa dei principali Paesi appare sostanzialmente la stessa descritta per i valori medi ponderati commentati sinora.

I prezzi italiani sono risultati in diminuzione rispetto al 2023 per quasi tutte le classi, tranne che nella prima classe, per la quale si è registrato un lieve aumento del 2,2%, mentre nelle classi I3 e I4 dove si concentra maggiormente il consumo dei clienti industriali italiani, la riduzione del prezzo lordo è risultata pari, rispettivamente, a -25,2% e -26,9%. Nell'Area euro, invece, le riduzioni si attestano in tutte le classi, anche se con riduzioni inferiori all'Italia; per esempio, nelle classi I2 e I3 la riduzione è stata rispettivamente del 12,9% e 18,6% (Fig. 1.22).

FIG. 1.22 Prezzi totali del gas naturale per usi non domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

I confronti dei prezzi del gas suddivisi per classi di consumatori confermano, nel complesso, le tendenze emerse dall'analisi dei prezzi medi ponderati, sebbene i differenziali non risultino sempre omogenei tra le diverse classi. Nella prima classe (I1), il prezzo italiano risulta più elevato rispetto a quello della Germania (+2,9%) e della Spagna (+90,3%), ma più basso rispetto a quello registrato in Francia (-8,4%). Per la seconda classe (I2), i clienti italiani hanno sostenuto un costo superiore solo rispetto alla Spagna (+21,4%), mentre hanno beneficiato di prezzi inferiori rispetto agli altri Paesi: il prezzo è inferiore del-22,8% rispetto alla Francia e del 12,2% rispetto alla Germania. Nelle classi I3, I4 e I5, i clienti italiani hanno pagato tariffe più basse rispetto a quelle applicate in Germania (rispettivamente -24,6%, -25,5% e -27,7%). Il confronto con la Francia, invece, mostra che i prezzi italiani risultano inferiori nella classe I3 (-25%) e I4 (-4,8%), mentre tornano superiori nella classe I5 (+14%), caratterizzata da un elevato consumo.

Nel 2024, la componente energia in Italia ha registrato una diminuzione in tutte le classi di consumo rispetto al 2023. In particolare, nelle classi I3 e I4, si osserva un calo del 30%. Un andamento simile si riscontra anche nella media dell'Area euro, confermando la tendenza generale di riduzione della componente energia coerente con la discesa dei prezzi all'ingrosso registrata fino all'estate.

Domanda e offerta di energia in Italia

Nel 2024 a fronte di una crescita del PIL dello 0,7% si è registrato un lieve calo dell'1,4% del consumo interno lordo di energia primaria, sceso a 140,2 Mtep da 142,2 Mtep del 2023. Di conseguenza, l'intensità energetica ha segnato una nuova riduzione passando da 74,0 a 72,5 tep/M€ di PIL (PIL a prezzi concatenati 2020). La leggera diminuzione dei consumi primari complessivi è stata determinata soprattutto dal calo dell'utilizzo del carbone – nella produzione termoelettrica (-37%) e in secondo luogo nell'industria (-27%) – per una diminuzione cumulata del 53,3% pari a -2,6 Mtep, nonché di petrolio e prodotti petroliferi per il 2,4%, equivalente a -1,3 Mtep. Tali riduzioni hanno più che compensato il modesto aumento del gas naturale (+0,6% per +0,3 Mtep) e l'incremento di rinnovabili e bioliquidi (+5,3% per +1,6 Mtep), favorito quest'ultimo dalla crescita della produzione idroelettrica e fotovoltaica. Sostanzialmente stabili le importazioni nette di energia elettrica.

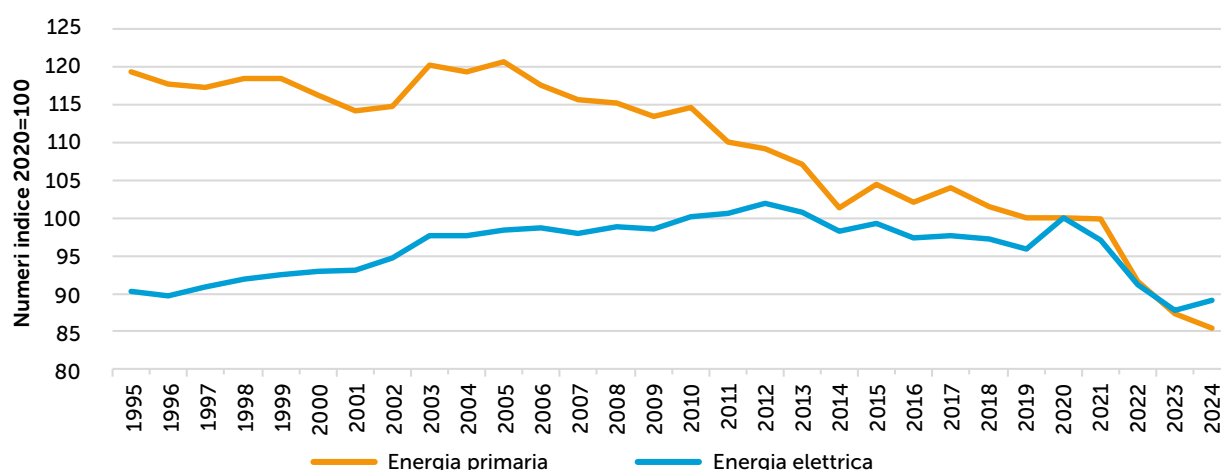
La fonte primaria a maggiore incidenza resta il petrolio e suoi derivati con il 36,4%, seguita dal gas naturale con 36,1% e dalle fonti rinnovabili con il 21,9% (20,5% nel 2023). Il carbone pesa ormai appena per l'1,6%, avendo ripreso il trend di decremento interrotto solo a causa della crisi del gas del 2022. La dipendenza complessiva del nostro sistema energetico dalle importazioni (al netto dei prodotti esportati) è stata nel 2024 del 73% ca., in diminuzione rispetto al 75% del 2023 e al 79% del 2022, grazie soprattutto all'aumento della produzione elettrica rinnovabile. La fattura energetica nazionale a prezzi correnti è diminuita del 28%, per un'incidenza sul PIL del 2,2% in confronto al 3,2% del 2023, in conseguenza della diminuzione dei volumi importati e del calo dei prezzi medi annui di petrolio e gas naturale.

I consumi energetici finali sono, invece, aumentati del 2% passando da 108 a 110 Mtep, soprattutto per minori volumi di energia primaria destinati alla trasformazione. Analizzando i consumi finali per settore si rileva una nuova diminuzione degli usi industriali (-4,7%) più che compensata da una crescita dei consumi sia nei trasporti (+7%), che proseguono il trend di ripresa dopo la pandemia incrementando soprattutto l'uso di prodotti petroliferi (+7,6%), che nei servizi (+3,8%). Praticamente stabili gli usi residenziali (+0,1%), in quanto a temperature eccezionalmente miti nei primi mesi dell'anno hanno fatto seguito mesi autunnali moderatamente più freddi rispetto agli anni precedenti. Il 48% dei consumi di questo comparto è costituito da gas naturale.

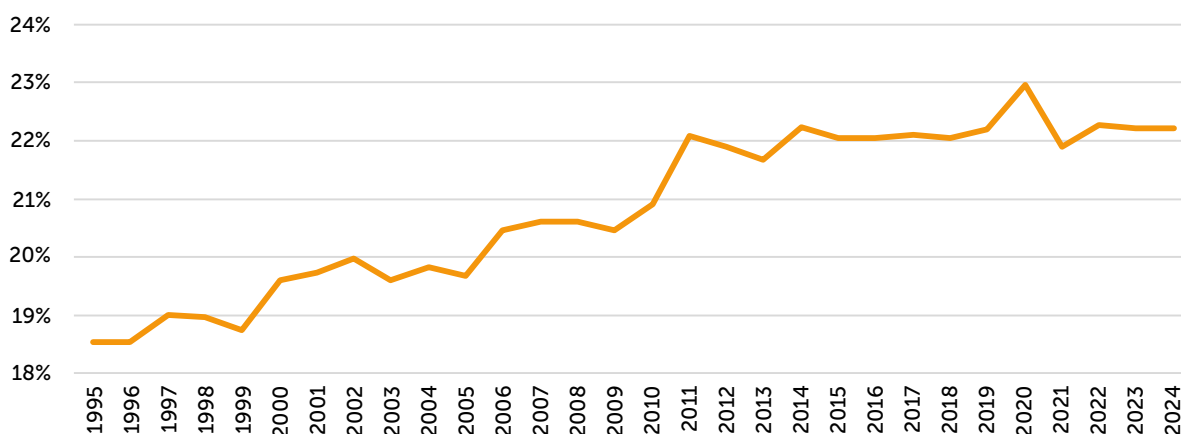
La domanda di energia elettrica è aumentata del 2,1%, ma l'incidenza dell'elettricità sui consumi finali complessivi rimane stabile rispetto agli anni precedenti segnando ancora il 22,2% e indicando che l'attesa penetrazione dell'elettricità sugli usi energetici finali procede per ora a ritmi inferiori alle attese e agli obiettivi energetico/climatici. L'intensità elettrica è leggermente cresciuta salendo da 159,1 a 161,4 MWh/M€ di PIL, in controtendenza rispetto all'andamento degli ultimi anni. L'aumento dei volumi consumati è conseguenza della crescita nei servizi (+4,4%) e nel residenziale (+4,1%), mentre è proseguito il calo nell'industria (-1%). Il peso maggiore sui consumi elettrici è tuttavia ancora dell'industria con il 37,1%, seguito dai servizi con il 34,3% (in aumento) e dal residenziale con il 23,2%.

TAV. 1.17 Bilancio energetico nazionale nel 2023 e nel 2024 (in ktep)

	TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E DERIVATI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
2023								
+ Produzione	36.131	-	5.553	2.215	27.186	1.177	-	-
+ Saldo importazioni	139.298	4.814	76.652	50.634	2.506	-	-	4.692
- Saldo esportazioni	31.244	172	28.111	2.145	529	-	-	286
+ Variazione delle scorte	251	175	400	-374	50	-	-	-
= Disponibilità energetica lorda	144.437	4.816	54.494	50.330	29.212	1.177	-	4.407
- Bunkeraggi marittimi e aviazione internaz.le	5.873	-	5.873	-	-	-	-	-
= Consumo interno	138.564	4.816	48.622	50.330	29.212	1.177	-	4.407
Ingressi in trasformazione	124.978	5.445	80.084	19.463	18.931	864	-	190
Uscite dalla trasformazione	105.820	1.265	78.154	225	1.347	-	2.067	22.762
Settore Energia	7.405	66	4.315	943	199	-	451	1.431
Perdite di distribuzione	1.986	-	-	230	-	-	186	1.569
Disponibile per consumo finale	110.017	571	42.377	29.919	11.429	313	1.430	23.978
Consumo finale non energetico	4.489	5	4.026	458	-	-	-	-
Consumo finale energetico	107.949	358	40.973	29.469	11.429	313	1.430	23.978
+ Industria	23.502	358	2.872	9.678	556	299	562	9.177
+ Trasporti	37.106	-	33.864	978	1.503	-	-	761
+ Servizi	16.603	-	505	5.565	2.231	15	254	8.034
+ Residenziale	27.587	-	1.596	12.883	7.045	-	612	5.453
+ Agricoltura e pesca	2.974	-	1.968	365	94	-	2	545
+ Altri settori	177	-	168	-	-	-	-	9
Differenze statistiche	-2.422	207	-2.622	-7	-	-	-	-
2024								
+ Produzione	36.953	-	4.767	2.124	28.858	1.204	-	-
+ Saldo importazioni	132.075	2.441	73.831	48.678	2.317	-	-	4.807
- Saldo esportazioni	27.297	267	25.677	507	424	-	-	422
+ Variazione delle scorte	848	74	450	312	11	-	-	-
= Disponibilità energetica lorda	142.579	2.248	53.371	50.608	30.763	1.204	-	4.385
- Bunkeraggi marittimi e aviazione internaz.le	6.553	-	6.553	-	-	-	-	-
= Consumo interno	136.026	2.248	46.818	50.608	30.763	1.204	-	4.385
Ingressi in trasformazione	120.941	3.263	76.520	19.628	20.459	881	-	191
Uscite dalla trasformazione	107.048	1.332	78.729	355	1.075	-	2.059	23.499
Settore Energia	5.929	41	2.690	1.011	201	-	449	1.538
Perdite di distribuzione	2.532	-	521	143	-	-	186	1.682
Disponibile per consumo finale	113.672	277	48.816	30.180	11.178	323	1.424	24.473
Consumo finale non energetico	4.749	5	4.258	486	-	-	-	-
Consumo finale energetico	109.044	218	41.733	29.694	11.178	323	1.424	24.473
+ Industria	22.394	218	2.362	9.315	546	305	559	9.089
+ Trasporti	38.595	-	35.353	964	1.517	-	-	761
+ Servizi	17.237	-	578	5.724	2.280	19	253	8.383
+ Residenziale	27.613	-	1.335	13.250	6.745	-	609	5.675
+ Agricoltura e pesca	3.118	-	2.030	440	90	-	2	556
+ Altri settori	86	-	75	1	-	-	-	9
Differenze statistiche	-121	54	-175	-	-	-	-	-

FIG. 1.23 *Intensità energetica del PIL*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Terna.

FIG. 1.24 *Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Scarsità idrica in Europa

Con il termine "risorsa idrica" ci si riferisce all'acqua dolce disponibile per usi umani all'interno di un territorio, e specificamente le acque superficiali (laghi, fiumi e torrenti) e le acque sotterranee. Le risorse idriche rinnovabili sono calcolate come la somma del flusso interno (cioè le precipitazioni meno l'evapotraspirazione effettiva) e dell'afflusso esterno. La disponibilità di acqua dolce in un Paese è determinata principalmente dalle condizioni climatiche e dai flussi d'acqua transfrontalieri (cioè gli afflussi esterni). Le risorse di acqua dolce pro capite sono considerate un indicatore importante per misurare la sostenibilità delle risorse idriche. Negli Stati membri dell'Unione europea, le risorse idriche medie sono di circa 4-5 mila m³ per abitante. Nei paesi ricchi di acqua la quota di un abitante può arrivare a circa 30 mila m³ (es. Croazia) o a quasi 70 mila m³ (es. Norvegia). Secondo il rapporto delle Nazioni Unite

sullo sviluppo idrico mondiale, un paese sperimenta uno "stress idrico" quando le sue risorse idriche annuali sono inferiori a 1.700 m³ per abitante, come per esempio si è registrato in Polonia, Repubblica Ceca, Cipro e Malta.

Come si osserva nella tavola 1.18, un certo numero di Paesi riceve una quota significativa delle proprie risorse rinnovabili di acqua dolce come afflusso esterno. Tra gli Stati membri dell'UE, vi sono cinque Paesi con circa l'80% e più di dipendenza dalle risorse idriche transfrontaliere.

TAV. 1.18 Risorse rinnovabili di acqua dolce: media annua a lungo termine^(A) (anno di riferimento 2024; in M(m³))

STATO	A. PRECIPITAZIONI	B. EVAPO- TRANSPIRAZIONE	C. FLUSSO INTERNO (C=A-B)	D. FLUSSO ESTERNO	E. RISORSE RINNOVABILI DI ACQUA DOLCE (E=C+D)	F. RISORSE RINNOVABILI DI ACQUA DOLCE per 1.000 abitanti
Austria	99.800	43.100	56.700	29.300	n.d.	n.d.
Belgio	27.264	15.745	11.288	10.563	25.011	2,1
Bulgaria	73.344	57.460	15.884	83.957	99.841	15
Rep. Ceca	53.454	39.082	14.372	829	15.201	1,4
Cipro	2.869	2.496	374	0	374	0,4
Croazia	63.805	39.275	24.530	93.783	118.313	30,7
Danimarca	38.485	22.145	16.340	0	16.340	2,8
Estonia	29.018	n.d.	12.347	n.d.	12.347	9,2
Finlandia	222.000	115.000	107.000	3.200	110.000	19,8
Francia	512.864	312.003	200.860	11.000	206.236	3
Germania	309.000	205.000	104.000	69.000	173.000	2,1
Grecia	115.000	55.000	60.000	12.000	72.000	6,9
Irlanda	89.491	38.182	51.308	3.526	54.834	10,6
Italia	285.270	151.815	133.455	n.d.	n.d.	n.d.
Lettonia	43.220	23.573	19.647	16.992	36.639	19,5
Lituania	44.731	30.713	14.018	8.522	22.539	8
Lussemburgo	2.030	1.125	905	739	1.644	2,5
Malta	172	89	83	0	83	0,2
Paesi Bassi	32.017	22.311	9.706	78.355	88.061	5
Polonia	201.116	150.796	50.319	7.504	57.823	1,6
Portogallo	82.164	43.571	38.593	35.000	73.593	7,2
Romania	158.884	119.599	39.285	284	39.569	2,1
Slovacchia	39.612	25.531	14.081	66.086	80.192	14,8
Slovenia	29.448	13.026	16.422	15.074	31.496	14,9
Spagna	322.754	222.358	100.396	0	100.396	2,1
Svezia	349.790	169.512	170.330	14.678	194.750	18,6
Ungheria	56.172	50.592	5.580	91.500	n.d.	n.d.

(A) Il periodo minimo preso in considerazione per il calcolo delle medie a lungo termine è di 30 anni.

Fonte: Eurostat, 2024.

Nel 2022, durante almeno una stagione, il 34% del territorio dell'Unione europea è stato affetto da fenomeni di scarsità idrica (Tav. 1.19).

L'indice di sfruttamento dell'acqua WEI+ misura il consumo di acqua come percentuale di risorse rinnovabili di acqua dolce a livello di bacino idrografico o di sottounità, in ogni trimestre dell'anno. Tale indice è più dettagliato del generico indice WEI utilizzato a livello aggregato nell'UE o nei singoli Stati Membri, riuscendo pertanto a intercettare specifiche condizioni locali di scarsità idrica. Valori dell'indice WEI+ superiori al 20% indicano che le risorse idriche sono sotto stress e quindi prevalgono condizioni di scarsità idrica. Valori superiori al 40% segnalano che lo stress idrico è grave e il livello di utilizzo dell'acqua dolce potrebbe essere insostenibile.

TAV. 1.19 Area e popolazione colpite per almeno un trimestre dell'anno da condizioni di scarsità idrica nell'Unione europea^(A)

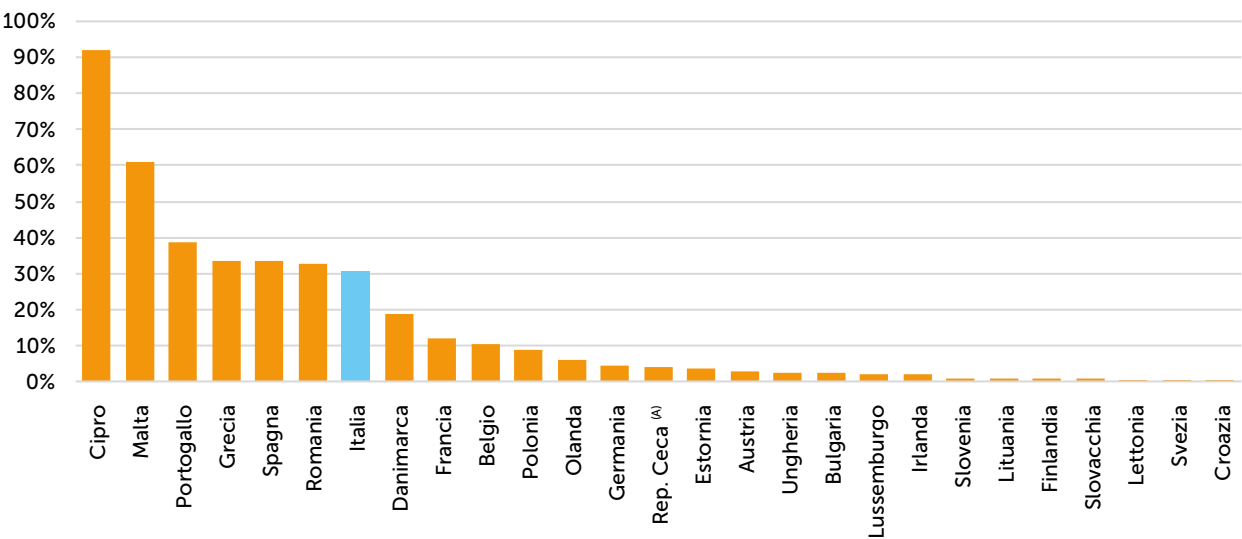
	2000	2005	2010	2015	2020	2022
Percentuale di superficie terrestre dell'Unione europea interessata da condizioni di scarsità idrica	29%	31%	22%	29%	33%	34%
Percentuale di popolazione dell'Unione europea affetta da una condizione di scarsità idrica	30%	33%	22%	35%	37%	41%

(A) Misurata in base all'indice di sfruttamento delle risorse idriche.

Fonte: European Environment Agency, 2025.

La figura 1.25 mostra la percentuale di territorio e popolazione dell'Unione europea colpita in almeno uno dei quattro trimestri dell'anno da condizioni di scarsità idrica (WEI+ stagionale superiore al 20%). In media, circa il 30% del territorio dell'UE e il 34% della popolazione sono colpiti ogni anno. Nel 2022 le condizioni di scarsità idrica hanno colpito il 34% della popolazione e il 40% della superficie terrestre dell'UE.

FIG. 1.25 Peggiori condizioni stagionali di scarsità idrica nei Paesi europei nel 2022, misurate con l'indice di sfruttamento idrico WEI+



(A) Secondo trimestre per la Repubblica Ceca; terzo trimestre per tutti gli altri Paesi.

Fonte: Unione europea (data.europa.eu).

Rifiuti urbani e assimilati in Europa

Obiettivi e metodi per la realizzazione dell'economia circolare nel 2024-2029

L'insediamento della nuova Commissione europea nel dicembre 2024 è coinciso col rilancio della strategia di avvicinamento all'economia circolare, uno schema di sviluppo economico che, in coerenza con gli obiettivi generali di tutela dell'ambiente, privilegia, nel campo della produzione, la progressiva sostituzione, anche in chiave di indipendenza commerciale, delle materie prime con i materiali derivati dal riuso e dal riciclo e, nel campo dei consumi, la riduzione delle generazione stessa di rifiuti. Nel confermare gli obiettivi definiti nel precedente mandato, la nuova Commissione ha informato tale rilancio a caratteri di pragmatismo: già della lettera d'incarico inviata dalla Presidente incaricata dalla Commissaria designata all'Ambiente, Jessica Roswall, e in seguito nel Programma di lavoro formale della Commissione, si rintracciano segnali di un approccio rinnovato, incline a privilegiare la fase realizzativa e l'esame razionale delle opzioni disponibili per raggiungere concretamente gli obiettivi. Tale approccio si traduce in indicazioni in favore di elementi che non appare del tutto inappropriato definire di "natura regolatoria": semplificazione, applicabilità, incentivi agli investimenti finalizzati a mobilitare risorse private, condivisione con gli *stakeholders enforcement*. Elementi sulla base dei quali la responsabile del portafoglio Ambiente è chiamata a proporre, entro il 2026, un "Atto per l'economia circolare", in forma di disposizioni legislative e regolamentari tese ad accelerare un processo, quello dell'avvicinamento all'economia circolare, del quale le Istituzioni comunitarie hanno registrato, nella fase finale della legislatura chiusa nel 2024, un andamento insoddisfacente.

È presto per delineare i contenuti dell'Atto, di cui, tuttavia, è possibile osservare qualche anticipazione nel c.d. "Patto per l'industria pulita"⁴, un programma che sovrappone agli obiettivi ambientali il recupero di competitività dell'industria europea e che individua nell'accelerazione dell'economia circolare un volano fondamentale per la realizzazione degli obiettivi di politica industriale. Il "Patto" contiene, per quanto d'interesse qui, riferimenti espliciti a interventi concreti nel settore dei rifiuti, per il quale si prevede l'armonizzazione dei criteri "End of Waste", la creazione di mercati regionali dei materiali, l'attivazione di capitali privati nel finanziamento delle infrastrutture dedicate alla circolarità, sostegno alla diffusione delle materie prime seconde in sostituzione delle materie prime vergini (quest'ultimo come generalizzazione dell'obiettivo specifico contenuto nelle previsioni comunitarie sulle c.d. materie prime critiche). Vi si annunciano, altresì, obiettivi di *policy* decisamente innovativi, di cui è legittimo prevedere la specificazione nell'Atto per l'economia circolare: la creazione di un mercato interno efficace e funzionante per le materie prime seconde ed il raggiungimento, entro il 2030, di un ambizioso "tasso di circolarità" del 25%, ciò che implicherebbe il raddoppio tendenziale del valore corrente⁵.

In continuità con l'approccio seguito nelle precedenti *Relazioni Annuali*, la presente sezione si propone di presentare schematicamente, accanto alla disamina delle grandezze elementari che connotano l'evoluzione del

4 "The Clean Industrial Deal: A joint roadmap for competitiveness and decarbonisation", Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Comitato Economico e Sociale, al Comitato delle Regioni e al Consiglio europeo del 26 febbraio 2025, COM/2025/85, https://commission.europa.eu/document/download/9db1c5c8-9e82-467b-ab6a-905feeb4b6b0_it.

5 L'ultima rilevazione disponibile di Eurostat colloca il valore corrente dell'Indice di circolarità intorno al 12%; si noti che già il Piano per l'economia circolare del 2020, adottato nell'ambito del *Green Deal*, prevedeva un tasso obiettivo del 23,4% al 2030, e che proprio la divergenza tra gli obiettivi del Piano ed i risultati concreti ottenuti dagli Stati membri ha generato il dibattito interistituzionale sull'insufficienza dei progressi e sulla necessità di un'accelerazione. Eurostat calcola un indice di circolarità misurando la quota di risorse materiali residue dalla produzione e che vengono reinserite nel ciclo produttivo; per dettagli si rimanda al seguito del Capitolo.

sistema dei rifiuti urbani nell'Unione europea, considerazioni e dati relativi all'integrazione del settore nella più complessiva strategia di promozione dell'economia circolare. A tale scopo, si utilizzeranno i dati messi a disposizione da Eurostat, con particolare riferimento all'aggiornamento della banca dati relativa ai rifiuti urbani eseguito il 30 aprile 2025, integrati, laddove richiesto ed opportuno, dal consueto rapporto annuale sui rifiuti urbani in Italia redatto da ISPRA⁶. Per confrontabilità con le edizioni precedenti della *Relazione Annuale*, si terrà conto, per comparazione rispetto alle tendenze globali dell'aggregato UE27, del campione di Stati membri formato da Italia, Francia, Germania, Polonia e Spagna, che appare interessante sia per la sua rappresentatività, coprendo due terzi della popolazione dell'Unione e una pari quota dei rifiuti urbani prodotti, sia per la variabilità al suo interno, trattandosi di Paesi che mostrano un portafoglio strutturalmente diverso in termini di tecnologie di trattamento dei rifiuti, nonché di attitudini rispetto all'integrazione del settore dei rifiuti urbani negli sviluppi dell'economia circolare. Apparendo di qualche interesse misurare, per il "panel" e per l'UE nel suo complesso, l'adattamento della filiera dei rifiuti alle politiche di circolarità rispetto alle dinamiche registrate nei mercati delle materie prima secondarie nonché dei rifiuti riciclabili, se ne considereranno sommariamente gli andamenti in termini di scambi e prezzi, pur con l'avvertenza metodologica che tali mercati sono normalmente alimentati dalla generalità dei rifiuti non pericolosi, di cui i rifiuti di origine municipale sono un sottoinsieme, ciò che comunque non invalida considerazioni di tendenza.

L'impostazione del Capitolo riflette, in qualche misura, la recente contestualizzazione delle rilevazioni statistiche europee in materia di rifiuti urbani nel più ampio quadro, in via di consolidamento, dello sviluppo dell'economia circolare. L'orientamento comunitario originato dal *Green Deal* conferisce, infatti, notevole rilievo al contributo della gestione dei rifiuti agli obiettivi generali di sostenibilità ambientale, di tendenziale neutralità climatica e di circolarità dell'economia; un orientamento⁷ concretizzatosi nelle misure legislative – tra queste, la riforma della direttiva quadro rifiuti e il regolamento Imballaggi, richiamate nelle sezioni rilevanti di questa *Relazione Annuale* – e cristallizzato, per quanto attiene alla raccolta ed analisi delle grandezze, nella sistematizzazione del "Quadro di monitoraggio" demandata ad Eurostat ed alle entità statistiche degli Stati membri⁸ con l'obiettivo di inserire stabilmente le osservazioni sui rifiuti nell'esame delle più generali dinamiche dell'economia.

Appare interessante, in questa prospettiva, la distribuzione delle statistiche dei rifiuti nelle diverse aree in cui il Quadro di monitoraggio suddivide gli indicatori rilevati per osservare gli sviluppi dell'economia circolare:

- produzione e consumo, che ora raccoglie le rilevazioni "standard" sulla produzione di rifiuti (tra queste, oltre alle tradizionali statistiche sulla produzione totale e *pro capite*, compaiono la produzione di rifiuti da imballaggi e la produzione di rifiuti alimentari, quest'ultime recentemente introdotta a seguito dell'apposita modifica della direttiva quadro rifiuti);
- gestione dei rifiuti, che include gli indicatori specifici relativi ai tassi di riciclo complessivi e specifici per taluni flussi di rifiuti (imballaggi totali, imballaggi in plastica e rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche);
- materie prime secondarie, che rileva il contributo all'economia dei materiali recuperati dai rifiuti e gli scambi intra ed extraeuropei di materiali riciclabili;

6 ISPRA, "Rapporto Annuale sui Rifiuti Urbani edizione 2024, dati di sintesi". Il ricorso al Rapporto ISPRA si rende necessario nei casi in cui la banca dati Eurostat non contenga il dato aggiornato al 2023 per l'Italia. La banca dati di riferimento per i rifiuti urbani nel sistema Eurostat è ENV_WASMUN: cfr. <https://ec.europa.eu/eurostat>.

7 Allegato alla comunicazione sul *Green Deal* europeo – "Tabella di marcia – Azioni chiave". COM/2019/640, Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Consiglio economico e sociale e al Comitato delle Regioni sul *Green Deal* europeo, 11 novembre 2019.

8 Comunicazione della Commissione del 15 maggio 2023 (COM/2023/306) di aggiornamento del "Quadro di monitoraggio dell'economia circolare". Il Quadro di monitoraggio include anche l'area "Appalti verdi", qui non considerata.

- competitività e innovazione, che raccoglie dati sugli investimenti privati e sulla registrazione di brevetti in settori legati all'economia circolare;
- sostenibilità globale e resilienza, area di interesse per i dati macro che riflettono la dipendenza dell'UE dall'importazione di materie prime.

Tenendo conto della nuova contestualizzazione della gestione dei rifiuti nell'Unione europea, la sezione riassumerà i dati essenziali che descrivono la dinamica di produzione e gestione, descriverà lo stato di attuazione degli obblighi di economia circolare misurati in relazione alla distanza rispetto ad obiettivi fondamentali⁹, allargherà la prospettiva a grandezze di collegamento tra il settore rifiuti e la sostenibilità ambientale nel suo complesso e proporrà, infine, qualche riflessione sulle dinamiche del mercato delle materie prime seconde e dei rifiuti riciclabili.

Produzione e trattamento dei rifiuti urbani

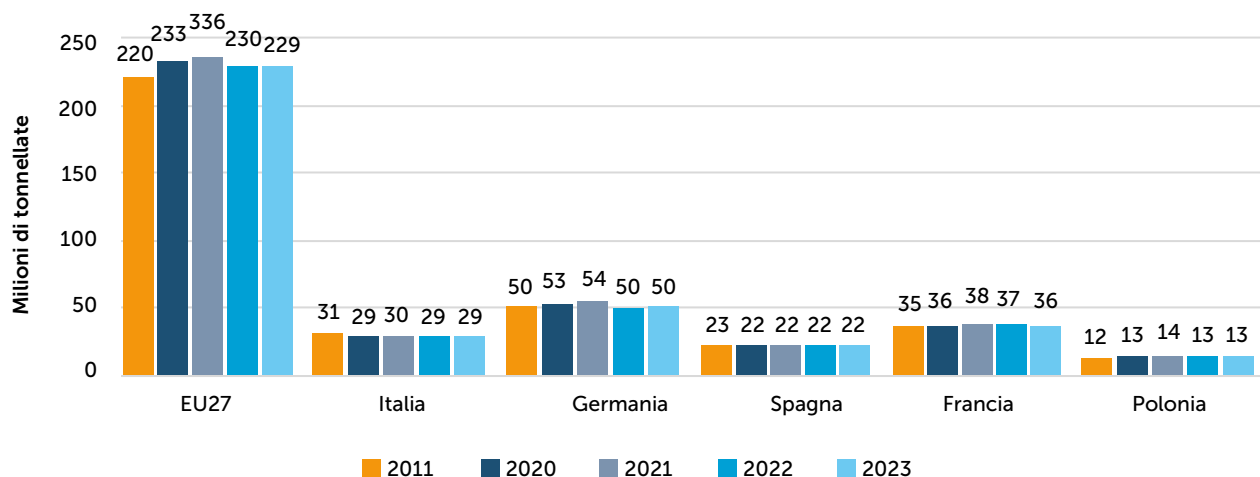
Confermando un apparente sentiero di breve-medio termine, la produzione totale e *pro capite* di rifiuti urbani nell'Unione europea, da considerarsi ormai non più perturbata dagli effetti della crisi pandemica, mostra una sostanziale stabilità, con tendenza alla riduzione: dai 229,5 milioni di tonnellate del 2022, si passa a 229,1 milioni di tonnellate nel 2023 (Fig. 1.26), mentre la generazione *pro capite* si riduce, nel 2023, di 2 kg rispetto ai 513 dell'anno precedente (Fig. 1.27).

Gli Stati membri del campione riflettono il risultato aggregato, con lievi aumenti, nell'ordine di un punto percentuale, per Italia, Germania e Spagna e sostanziale invarianza per Francia e Polonia. In particolare, in Italia la generazione di rifiuti urbani si attesta nel 2023 a 29,3 milioni di tonnellate, contro i 29 milioni dell'anno precedente; la produzione *pro capite*, pur cresciuta da 494 a 496 kg, resta largamente inferiore (di circa il 10%) al dato comunitario.

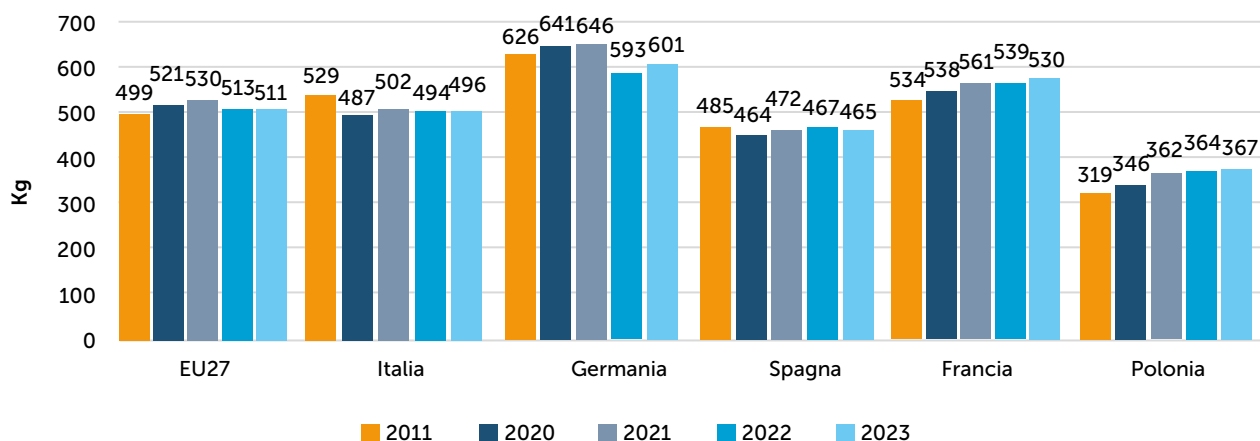
Una grandezza di rilievo per l'esame delle tendenze del sistema rifiuti nel contesto dell'economia europea è il rapporto tra produzione di rifiuti e prodotto interno lordo, che Eurostat registra in relazione all'aggregato "rifiuti totali esclusi i minerali" (Fig. 1.28). La tendenza del rapporto tra rifiuti e prodotto è non ambigualmente in calo, con differenze nelle dinamiche rilevabili nei Paesi del campione; l'Italia, in particolare, sembra aver incrementato nel tempo il rapporto tra generazione di rifiuti totali e PIL, in contrasto col comportamento dell'aggregato UE e dei Paesi del *panel* (inclusa la Polonia, che registra un valore tuttora molto elevato, pressoché doppio della media europea, ma al termine di un periodo iniziato con un valore nazionale triplo rispetto alla media). Tuttavia, laddove disponibili – come nel caso italiano – rilievi di dettaglio per le categorie di rifiuti, i dati relativi al rapporto tra l'aggregato rifiuti urbani e prodotto sottolineano il contributo positivo del comparto al disaccoppiamento tra generazione di rifiuti e ricchezza¹⁰; in Italia si registra, quindi, una situazione di controtendenza nel settore dei rifiuti speciali, generati dalle attività produttive.

⁹ Con riferimento ai Rapporti degli Uffici della Commissione europea sull'avanzamento delle grandezze fondamentali per l'economia circolare nel settore dei rifiuti, giugno 2023, relativi al sistema di segnalazione preventiva stabilito dalla direttiva quadro rifiuti come riformata dalla direttiva 218/851 all'articolo 11-ter, c.d. "Early Warning Reports". I rapporti sono realizzati "tre anni prima della verifica degli obiettivi" (così la direttiva) in collaborazione con l'Agenzia europea dell'ambiente, EEA; si veda oltre, il paragrafo "Verifica degli obiettivi intermedi".

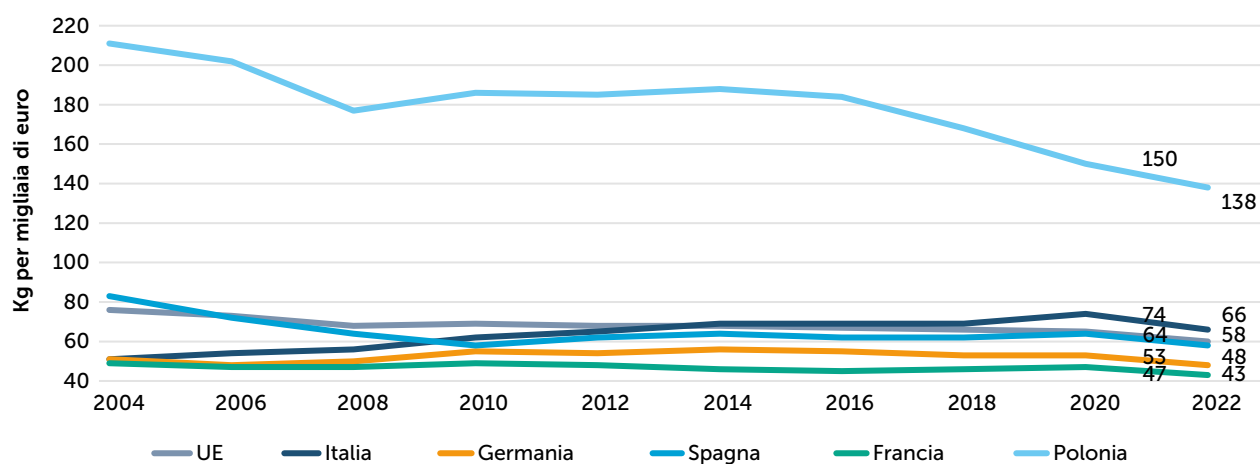
¹⁰ ISTAT ed ISPRA descrivono per l'Italia una tendenza non ambigua al disaccoppiamento tra produzione di rifiuti urbani e grandezze economiche fondamentali, quali il PIL e la spesa delle famiglie. Posta pari a 100 nell'anno base (2002), la produzione di rifiuti urbani cresce fino a 108 nel 2010 per poi calare vistosamente nel quinquennio successivo, stabilizzarsi e, dopo l'anomalia del periodo pandemico, confermare la tendenza alla discesa: nel 2023 ISPRA rileva un indice pari a 97 (leggermente più elevato del numero indice del 2022, sotto l'influenza dell'accennata leggera crescita assoluta e *pro capite* della produzione di rifiuti urbani), contro PIL a livello 106 e spesa delle famiglie a 103.

FIG. 1.26 Generazione di rifiuti urbani in UE27 e in alcuni paesi

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

FIG. 1.27 Generazione di rifiuti urbani pro capite

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

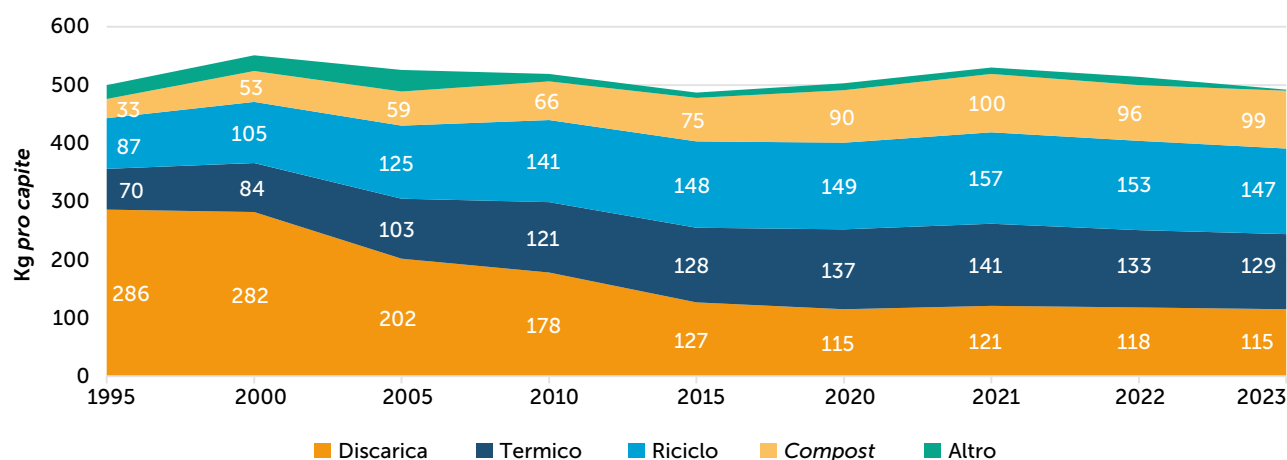
FIG. 1.28 Generazione di rifiuti totali (esclusi minerali) per unità di PIL nel tempo

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Se la riduzione dei rifiuti nell'economia è un concetto solo recentemente reso applicabile dalla normativa europea, in modo peraltro programmatico, è da tempo stabilmente operativa la politica che promuove un profondo cambiamento nel *mix* di tecnologie di trattamento dei rifiuti urbani, per il tramite di obiettivi quantitativi coerenti con la gerarchia comunitaria dei rifiuti. La progressiva sostituzione tra smaltimento e recupero è misurata nel tempo dalla ricomposizione del portafoglio di tecnologie, che ha senza dubbio raggiunto notevoli risultati nell'aumentare la quota di rifiuti riciclati a scapito del conferimento in discarica, senza per questo, come si vedrà in seguito, assicurare il raggiungimento degli obiettivi di medio termine.

La ricomposizione del *mix* di tecnologie di trattamento dei rifiuti urbani nel tempo a favore del riciclo, con corrispondente riduzione del conferimento in discarica e dell'incenerimento, è alla base del processo di promozione dell'economia circolare. Osserviamo innanzitutto, per qualificare tale affermazione, l'andamento nel tempo del peso delle diverse modalità di trattamento sul totale dei rifiuti urbani trattati: a tale scopo, la figura 1.29 rappresenta la destinazione dei rifiuti urbani, misurati in produzione pro capite ai diversi tipi di trattamento. In termini molto generali, si rileva una drastica riduzione del ricorso alla discarica nel sottoperiodo che va dall'inizio delle rilevazioni al 2015, con un'accelerazione del processo intorno al 2005, in favore di tutte le altre tecnologie di trattamento: aumenta, in altri termini, sia il ricorso alla valorizzazione energetica, sia il recupero di materia, con incrementi nell'ordine del 20% in ciascuna tecnologia alternativa alla discarica nel sottoperiodo 2005-2015, che riflette la progressiva applicazione delle misure promosse dalla direttiva quadro del 2008. Nell'ultimo decennio, il processo segue la politica di ricomposizione, ma con una dinamica meno accentuata: dal 2015 al 2023, il ricorso alla discarica (in peso *pro capite*) si riduce del 10%, contribuendo ancora per circa un quarto al trattamento complessivo dei rifiuti urbani; termovalorizzazione e recupero di materia restano pressoché stabili, mentre il solo trattamento organico aumenta il suo contributo, registrando una crescita del 30%. Nel 2023, nel dettaglio (Fig. 1.29), il ricorso alla discarica riguarda 115 kg di rifiuti *pro capite*, contro i 118 dell'anno precedente (-2,5%); sono termovalorizzati 129 kg, contro i 133 del 2023 (-3%); anche il riciclo propriamente detto cala da 153 a 147 kg (-4%), mentre il compostaggio aumenta da 96 a 99 kg (+3%), consentendo all'aggregato "recupero" (riciclo più compost) di mantenere una sostanziale stabilità (-1%).

FIG. 1.29 Andamento dal 1995 delle diverse destinazioni dei rifiuti urbani per tipo di trattamento

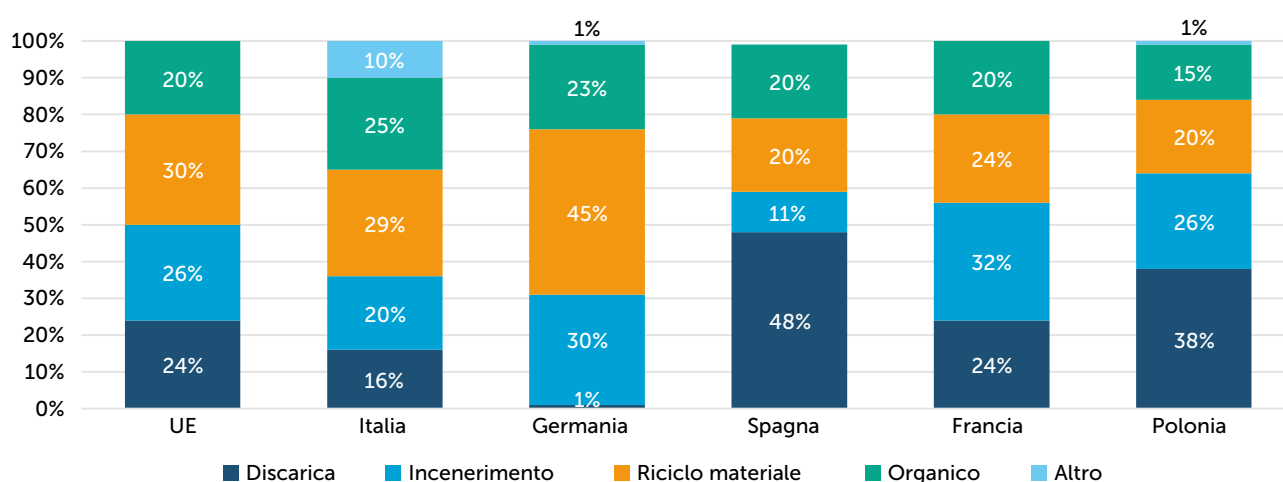


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Nella figura 1.30 si evidenzia con immediatezza l'attuale composizione delle tecnologie di trattamento nell'Unione europea: al 2023, il 50% dei rifiuti urbani è riciclato sotto forma di *compost* e materiale, il 26% è recuperato in forma di energia e per il 24% si ricorre allo smaltimento in discarica. È anche possibile confrontare il *mix* europeo con quello degli Stati membri compresi nel campione di riferimento: se ne evince che, nonostante tutti i paesi riportati abbiano compiuto progressi, il percorso di convergenza, almeno per quanto attiene alla ricomposizione del *mix* in favore del recupero, è lungi dall'essere concluso. Percorso di convergenza che, s'intenda, non è obbligatorio, ma appare logico alla luce degli obiettivi quantitativi stabiliti dalla normativa europea almeno in termini di percentuale massima ammessa di ricorso alla discarica nel medio termine (10% nel 2035) e di quota tendenziale di rifiuti recuperati (65% al 2035, con un obiettivo intermedio del 55% al 2025).

Sotto questo aspetto, appare evidente la differenza strutturale in impiantistica e gestione dei rifiuti urbani che caratterizza i paesi del *panel*; se ne intravedono le ragioni della riflessione sull'auspicata accelerazione del processo di ricomposizione sottolineata dal piano di rilancio dell'economia circolare, che sembra chiedere sforzi aggiuntivi agli Stati membri in maggior ritardo rispetto al profilo temporale degli obiettivi. All'interno del campione, l'Italia appare allineata alla composizione di tecnologie di trattamento riflessa nella media europea; la Germania, che ha pressoché eliminato il ricorso alla discarica ed è quindi il Paese più in linea con gli obiettivi di medio termine, recupera nel 2023 oltre i due terzi dei rifiuti urbani trattati e ne destina a termovalorizzazione il 30%, una quota superiore alla media europea. La Francia si qualifica come caso modello intermedio: a un'elevata percentuale di ricorso alla termovalorizzazione (32%) corrisponde una minore quota di recupero (44%) ma un ricorso alla discarica in linea con la media comunitaria (24%). Polonia e Spagna mostrano *mix* meno equilibrati, con prevalenza di ricorso alla discarica (38% e 48%, rispettivamente) e minore capacità di recupero (35% e 40%).

FIG. 1.30 Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

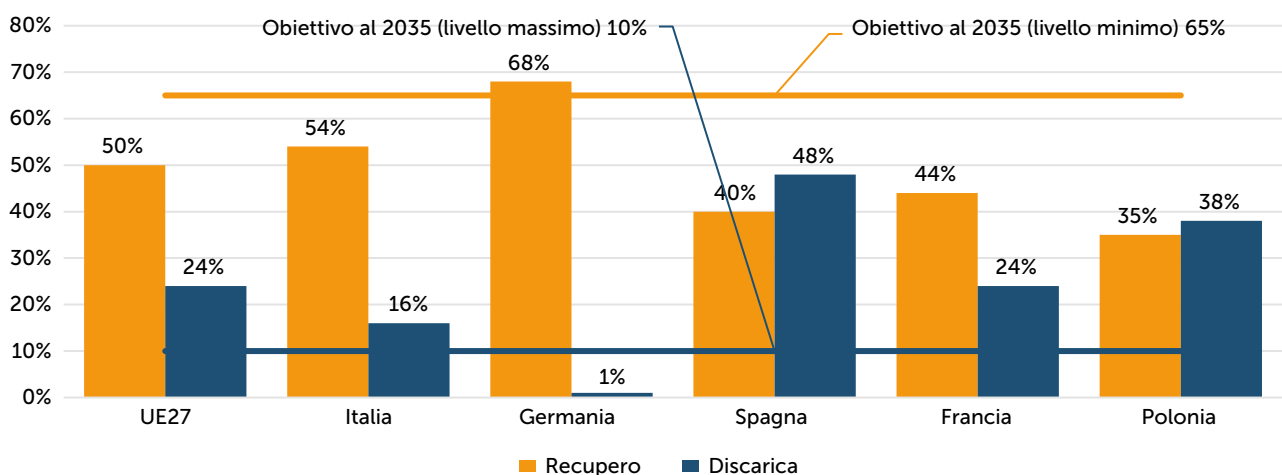
La divergenza rispetto al modello di ricomposizione in favore del recupero è meglio qualificata dall'osservazione delle "distanze", media europea e specifica per Stato membro, rispetto agli obiettivi qualificanti dell'economia circolare come definiti dal relativo pacchetto legislativo del 2018¹¹.

¹¹ In particolare, dalle direttive 2018/851 e 2018/852 che riformano, rispettivamente, la normativa quadro sui rifiuti e sugli imballaggi.

La figura 1.31 ha per obiettivo di “isolare”, nel quadro della composizione del portafoglio tecnologico, le quote di modalità di trattamento oggetto di obiettivi legislativi, per l’UE e per i Paesi del campione. Il confronto puntuale su dati 2023 mostra la distanza relativa dagli obiettivi della stessa media comunitaria: il recupero dista di ben 15 punti percentuali dall’obiettivo al 2035 e del 5% rispetto all’obiettivo intermedio al 2025, pressoché irraggiungibile al momento della stesura delle presenti note. Parimenti preoccupante, in prospettiva, appare la distanza di 14 punti percentuali dall’obiettivo di riduzione del conferimento in discarica al 10% entro il 2035.

In valori assoluti, l’ipotesi semplificatrice di invarianza della produzione di rifiuti urbani nel tempo consente di stimare in 32 milioni di tonnellate la riduzione necessaria a raggiungere il target “discarica” al 2035, ed in 34,5 milioni di tonnellate l’incremento dei rifiuti destinati a recupero, cifre che implicano riflessioni accurate e coerenti sulle necessità organizzative e di capitale fisico, soprattutto nelle realtà maggiormente distanti dagli obiettivi nazionali. Tra i Paesi del campione, l’Italia appare, come già sottolineato, in linea con i progressi europei e idonea ad avvicinarsi sostanzialmente ai traguardi di medio termine; la Germania è tra i Paesi europei che già oggi avrebbe già raggiunto quei traguardi; per gli altri Paesi del campione, è difficile prospettare progressi sufficienti a colmare il divario.

FIG. 1.31 Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2023 a confronto con gli obiettivi UE 2035



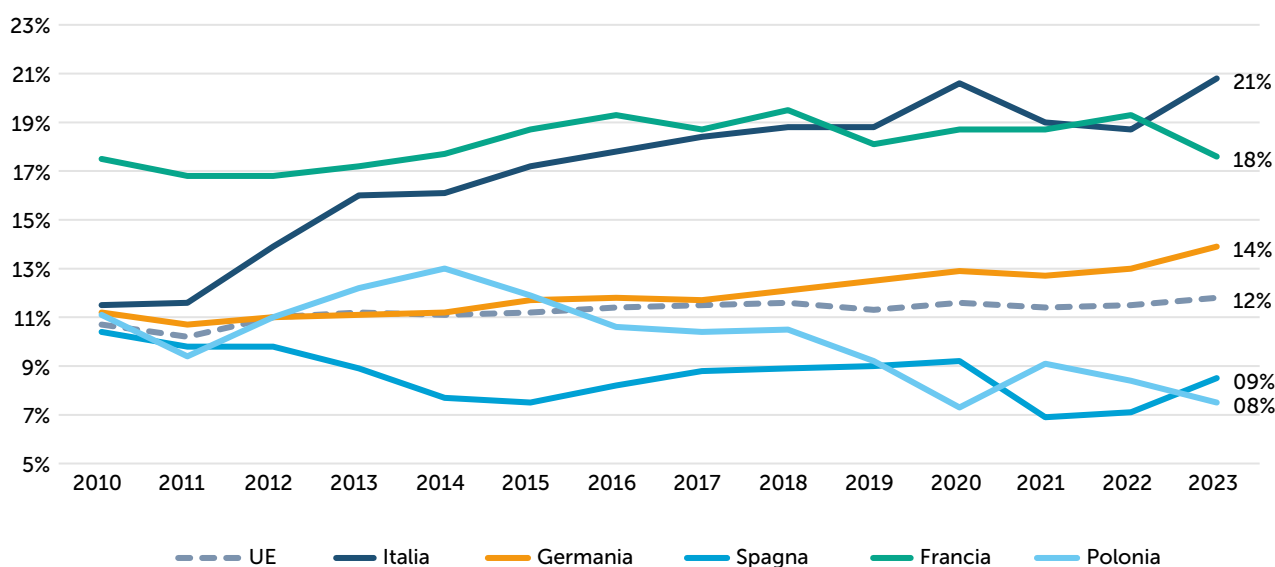
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

In questa situazione, che sarà approfondita in qualche misura nel paragrafo dedicato a commenti ed evidenze sul rapporto della Commissione sugli obiettivi intermedi di economia circolare, la tensione a raggiungere i nuovi e sfidanti traguardi di “circolarità dell’economia” non può che determinare una richiesta di accelerazione del processo, che nella legislatura 2019-2024 ha condotto all’adozione di atti legislativi e regolamentari diretti a far progredire il sistema a quadro definito¹² e, nel mandato corrente delle istituzioni comunitarie (2024-2029), si sta riflettendo nell’accennato cambio di passo, con vista organica e coordinata sulle politiche ambientali e industriali. La distanza tra stato dell’arte e ambizioni è sintetizzata dalla figura che segue, che riporta l’evoluzione nel tempo dell’indice di circolarità, una misura della reintegrazione, nel ciclo produttivo, delle materie già utilizzate sotto forma di rifiuti resi riutilizzabili dal riciclo.

¹² La riforma della direttiva quadro e l’adozione del regolamento imballaggi puntano all’estensione degli obblighi di raccolta differenziata e riciclo a ulteriori flussi di rifiuti (organico, tessili) ed alla riduzione della produzione stessa di rifiuti (alimentari e da imballaggi, per i quali, per la prima volta da quando nelle premesse della direttiva quadro riformata si afferma l’obiettivo programmatico della riduzione, si applicano disposizioni di progressivo decremento della messa in commercio), senza rinunciare a introdurre l’ampliamento della domanda di materie riciclate attraverso quote obbligatorie nei prodotti (imballaggi).

Al 2023 l'indice di circolarità, misurato come rapporto tra materie prime seconde immesse in circuito sul totale delle materie prime utilizzate (Fig. 1.32), per l'economia dell'UE27 è pari a 11,8, di non molto superiore al valore corrispondente all'inizio del periodo rilevato (10,7 nel 2010). Tra i Paesi del campione, si collocano decisamente sopra la media l'Italia, che mostra un rimarchevole record di rapida crescita registrando indice di 20,8 contro 11,5 di partenza, e la Francia che, tuttavia, ha mantenuto nel tempo un valore elevato ma costante (17,6 nel 2023 vs 17,5 nel 2010), nonché la Germania, anch'essa cresciuta da un valore di poco superiore alla media (11,2) all'inizio del periodo indagato e attualmente a 13,9. Polonia e Spagna non soltanto mostrano valori sotto la media europea, ma una dinamica decrescente nel tempo; in effetti, il valore medio europeo cela una notevole variabilità tra Stati membri e tendenze strutturali contrastanti.

FIG. 1.32 *Indice di circolarità (quota di materiali riciclati reinseriti nel ciclo produttivo, in rapporto al totale dei materiali utilizzati)*



Fonte: Eurostat.

La disomogeneità dello stato e dei progressi dell'economia circolare nei diversi contesti nazionali è materia di analisi e riflessione da parte delle Istituzioni comunitarie, come da disamina del livello di raggiungimento degli obiettivi intermedi di economia circolare, cui dedichiamo qualche approfondimento in quanto più strettamente attinenti al settore dei rifiuti urbani rispetto al tasso di circolarità, riferito alla generalità dei rifiuti.

Il sentiero di avvicinamento: verifica degli obiettivi intermedi

Come rilevato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, l'apparente stasi nel percorso di avvicinamento agli obiettivi di medio periodo, nonché l'andamento non particolarmente dinamico delle misure generali della circolarità dell'economia, hanno indotto la Commissione europea ad avviare, dopo soli 4 anni dall'approvazione del "Pacchetto economia circolare" e 2 anni dopo il recepimento dello stesso pacchetto nelle normative degli Stati membri, un processo di ampia consultazione e proposta finalizzato ad intervenire sulle recenti innovazioni per aumentarne l'efficacia. Nella sua azione riformatrice, la Commissione ha tratto motivi di intervento dall'evidenza emersa nel "controllo intermedio" del livello di raggiungimento degli obiettivi da parte degli Stati membri, previsto dalle norme contenute nello stesso Pacchetto economia circolare, che affida

alla stessa Commissione e all'Agenzia europea per l'ambiente (EEA) il compito di valutare la possibilità che uno o più Stati membri non raggiungano gli obiettivi¹³.

Commissione ed EEA hanno presentato la loro relazione nel 2023, basandola su dati aggiornati al 2022. In questo paragrafo, avvantaggiandoci dell'aggiornamento della banca dati Eurostat al 2023, evidenziamo gli eventuali progressi ulteriori nel sentiero di avvicinamento agli obiettivi intermedi di cui la normativa richiede la misurazione ai fini del giudizio di idoneità del percorso realizzato dagli Stati membri: si tratta del 55% di riciclo dei rifiuti urbani in peso e del 65% di riciclo dei rifiuti da imballaggio, risultati intermedi da realizzare entro il 2025 in vista degli obiettivi di medio termine, il già ricordato 65% del totale dei rifiuti urbani in peso entro il 2035 e il 70% del totale dei rifiuti da imballaggio entro il 2030¹⁴.

La relazione congiunta (c.d. di *early warning*) individua tre gruppi di Stati membri:

- il gruppo degli Stati che rischiano di non raggiungere l'obiettivo del 55% di preparazione per il riutilizzo e riciclaggio dei rifiuti urbani entro il 2025 (Bulgaria, Cipro, Croazia, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Malta, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Spagna, Svezia e Ungheria);
- un sottoinsieme del primo gruppo che aggiunge, al rischio di non rispettare l'obiettivo di riciclo dei rifiuti urbani, quello del mancato rispetto dell'obiettivo di riciclo dei rifiuti da imballaggio (Bulgaria, Cipro, Croazia, Grecia, Lituania, Malta, Polonia, Romania, Slovacchia e Ungheria);
- il gruppo dei Paesi "virtuosi", giudicati in condizione di poter rispettare entrambi gli obiettivi selezionati (Austria, Belgio, Repubblica Ceca, Danimarca, Germania, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi e Slovenia).

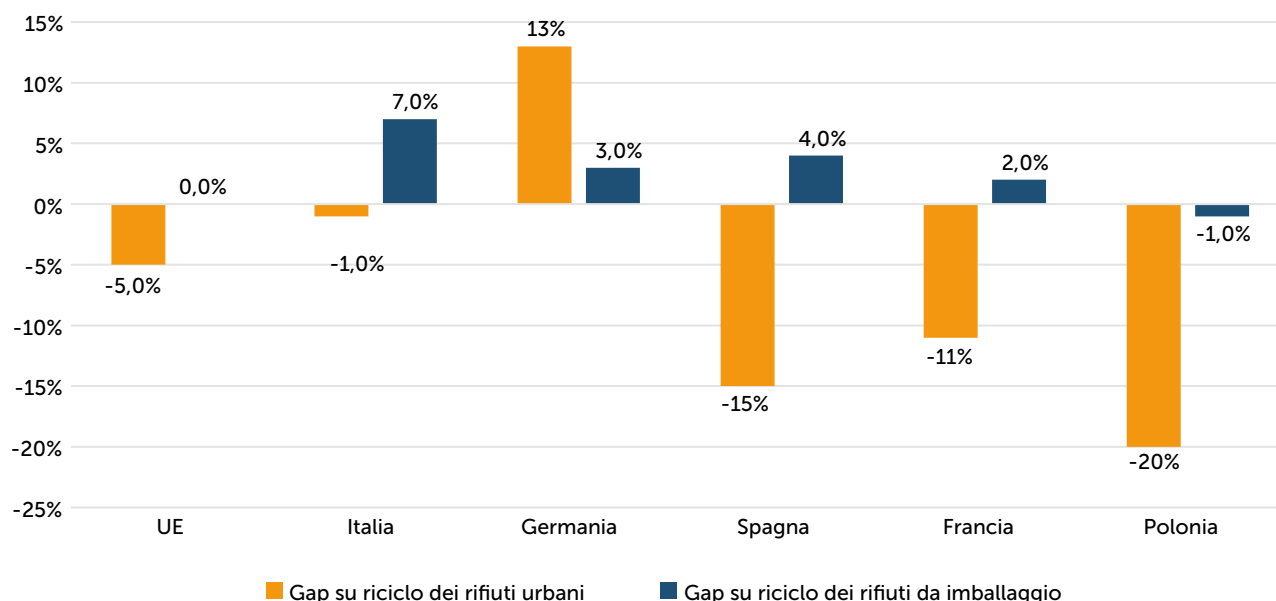
Solo Germania e Italia sono, quindi, tra i Paesi del *panel* quelli probabilmente adempienti entro il 2025¹⁵; Francia, Polonia e Spagna sarebbero a rischio di mancato raggiungimento per almeno un obiettivo.

Nella figura 1.33, Unione europea e Stati del campione sono misurati, in analogia a quanto realizzato dalla relazione di "*early warning*", in termini di distanze percentuali dagli obiettivi notevoli designati per il 2025: un valore positivo indica gli Stati membri che hanno già raggiunto (e superato) l'obiettivo, mentre i valori negativi indicano un ritardo. Rispetto alla situazione cristallizzata dalla relazione congiunta, la figura si basa su dati aggiornati (per il criterio "percentuale di rifiuti urbani avviati a riciclo" i dati si riferiscono al 2023 mentre, per ragioni di confrontabilità, i dati sul riciclo dei rifiuti da imballaggio si fermano al 2022) consentendo di cogliere i progressi conseguiti dall'aggregato UE27 e dai Paesi del *panel*.

13 La rendicontazione intermedia, che valuta i risultati in vista degli obiettivi intermedi di riciclo, è prevista dall'articolo 11, paragrafo 2, lettera c), della direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti (la direttiva quadro sui rifiuti, riformulata dalla direttiva 2018/581) e all'articolo 6, paragrafo 1, lettera f), della direttiva 94/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, riformata dalla direttiva 2018/582 e da ultimo sostituita dal regolamento di recente adozione sugli imballaggi e rifiuti da imballaggi, REG 2025/40, riferito al procedimento 2022/0396/COD. Il regolamento Imballaggi è stato approvato dal Parlamento il 16 aprile 2024 e dal Consiglio nel dicembre 2024, e infine pubblicato in GUCE il 25 gennaio 2025.

14 Si noti che l'obiettivo di riciclo dei rifiuti da imballaggio non è stato inserito tra gli obiettivi di medio termine nell'analisi del percorso di avvicinamento all'economia circolare di cui alla figura 1.6: a beneficio della confrontabilità, si sottolinea che gli obiettivi comunitari sui rifiuti da imballaggio, a rigore, colgono un aggregato più ampio rispetto all'insieme dei rifiuti urbani, per quanto l'apporto del sistema rifiuti urbani alla raccolta ed alla preparazione al riciclo dei rifiuti da imballaggio si possa ritenere maggioritario. Per l'Italia, ISPRA stima che il 52% dei rifiuti da imballaggio riciclati provenga dal circuito urbano o assimilato.

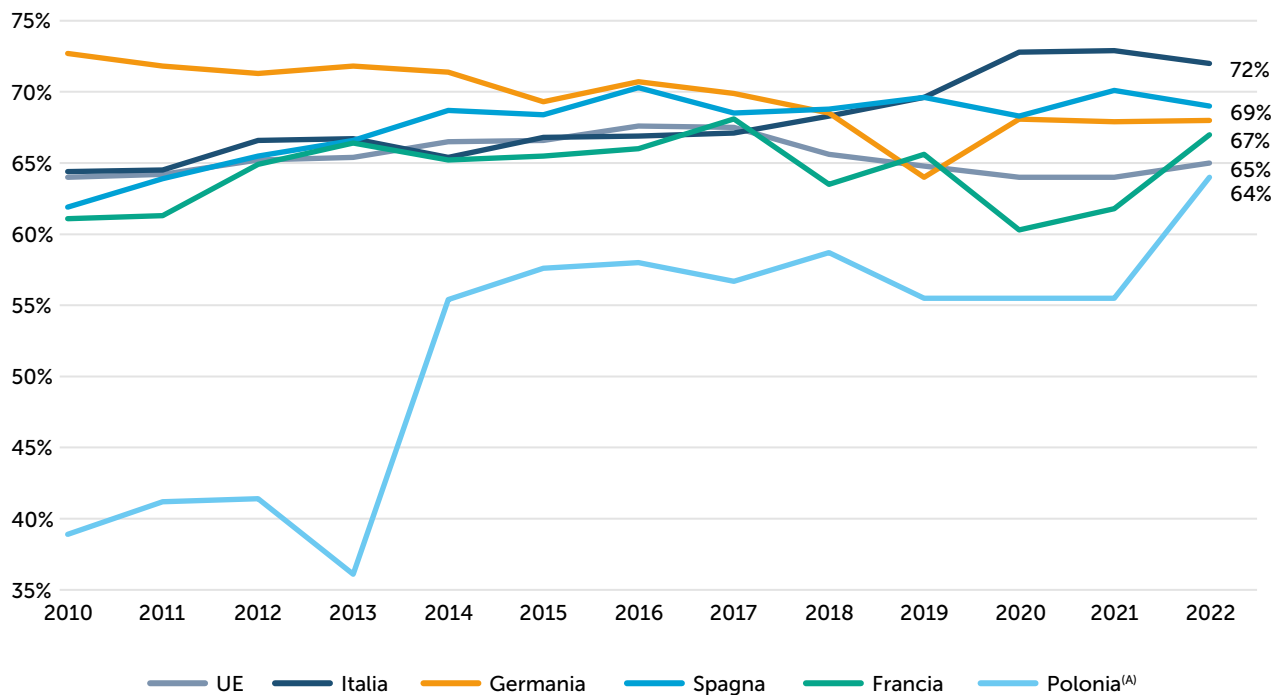
15 Il potenziale raggiungimento dell'obiettivo intermedio non ha risparmiato all'Italia l'apertura di una procedura d'infrazione per il mancato rispetto dell'obiettivo vincolante al 2020, pari al 50% di preparazione ed avvio al riciclo del totale dei rifiuti urbani in peso (INFR/2024/2142). La vicenda della procedura d'infrazione si sovrappone al confronto tra alcuni Stati membri, tra cui appunto l'Italia, e le Istituzioni europee in merito alla corretta misurazione e calcolo delle quantità in peso effettivamente avviate al riciclo; l'adozione della metodologia imposta dalla Commissione (in realtà una specificazione interpretativa) ha portato, dal 2020, al ricalcolo delle quantità ascrivibili alla definizione legale di avvio e preparazione al riciclo. L'adeguamento alle linee guida ha comportato per l'Italia il ricalcolo della percentuale di riciclo, valutata *ex post* pari al 48%, da cui l'avvio della procedura d'infrazione, che riguarda comunque di fatto la maggioranza degli Stati membri. Analoga messa in mora è stata infatti notificata a Bulgaria, Cechia, Danimarca, Spagna, Francia, Croazia, Cipro, Lettonia, Lituania, Ungheria, Malta, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Finlandia e Svezia.

FIG. 1.33 Distanza percentuale tra risultato nel 2023 e obiettivo al 2025 nel riciclo dei rifiuti urbani e da imballaggio

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat. Per gli imballaggi i dati si riferiscono al 2022.

I Paesi del campione hanno prospettive differenti per quanto attiene alla raggiungibilità dell'obiettivo intermedio "riciclo rifiuti urbani", con Polonia, Franca e Spagna lontani dai risultati attesi nel 2025 e, a maggior ragione, dagli obiettivi di medio termine al 2035; su questo parametro, l'Italia risulta sostanzialmente allineata, ciò che testimonia un notevole sforzo di breve termine se si pensa che solo nel 2020 la quota italiana di avvio e preparazione al riciclo era del 48%; la Germania è abbondantemente sopra la linea di compliance intermedia avendo già, come visto in precedenza, raggiunto in ampio anticipo gli stessi obiettivi tendenziali al 2035. Per la misura di avvicinamento agli obiettivi di riciclo dei rifiuti da imballaggio, al contrario, tutti i Paesi del campione, come del resto l'aggregato UE27, mostrano risultati soddisfacenti: tranne il *gap* della Polonia (-1%, sempre rispetto all'obiettivo intermedio 2025), UE e *panel* sono allineati o superano anche sensibilmente il valore atteso nel breve termine, con il caso notevole dell'Italia che, analogamente a quanto rilevato per la Germania in termini di riciclo dei rifiuti urbani, raggiunge già gli obiettivi vincolanti al 2030.

Nonostante i buoni risultati in media per l'Unione europea e gli evidenti, ragguardevoli, sforzi di taluni Stati membri, il dibattito sull'efficacia delle politiche sui rifiuti da imballaggio ha occupato una parte rilevante del confronto interistituzionale nella legislatura 2019-2024. In effetti, il 2024 si è concluso, dal punto di vista degli episodi notevoli dello sviluppo legislativo, con la citata approvazione del regolamento Imballaggi, il quale agisce su una materia rivista e affinata nel 2018, in sede di approvazione del Pacchetto economia circolare. Alla base della proposta della Commissione, che non rivede gli obiettivi propriamente detti di riciclo ma introduce obblighi di riduzione, criteri di prioritizzazione per il riutilizzo e quote obbligatorie di materiali riciclati nella produzione di nuovi imballaggi, si trova l'osservazione di un insoddisfacente sviluppo nel tempo del riciclo di questa importante categoria di rifiuti. La figura 1.34 illustra tale dinamica: nell'aggregato UE27, il tasso di riciclo dei rifiuti da imballaggio è pressoché invariante dal 2010 in poi, nonostante i progressi rimarchevoli di alcuni Stati membri, compensati in qualche misura dalla *performance* negativa di altri Paesi (tra questi, la Germania, che in 12 anni "perde" 5 punti percentuali).

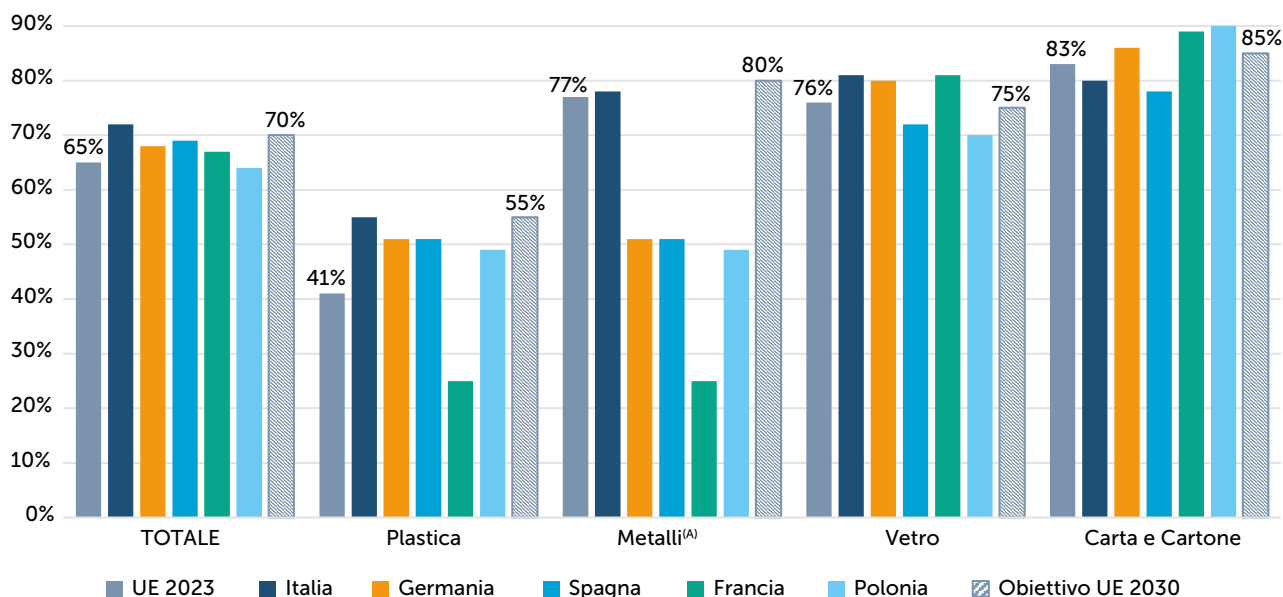
FIG. 1.34 Sviluppo dei tassi di riciclo in peso dei rifiuti da imballaggi dal 2010

(A) Stime per gli anni 2020 e 2021.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Tuttavia, un esame *cross-country* istantaneo più dettagliato aiuta a relativizzare le preoccupazioni in merito agli sviluppi nel tempo: se è vero che tali sviluppi non appaiono particolarmente dinamici, è facile verificare come la dinamica sottesa abbia sostanzialmente avvicinato gli obiettivi di medio termine, al punto di rendere ulteriori avanzamenti superflui (ovviamente dal punto di vista statistico, non di politica ambientale) ovvero, azzardando un'ipotesi economicamente sensata, più costosi degli eventuali benefici. Non soltanto l'Unione europea è già vicina all'obiettivo (65% corrente contro il 70% nel 2030) e alcuni Stati membri hanno già centrato quell'obiettivo (tranne la Polonia, i Paesi del campione sono prossimi al 70% vincolante o l'hanno addirittura superato), ma anche guardando ai singoli materiali relativi ai flussi di rifiuti da imballaggio inclusi nella regolamentazione la lettura dei dati appare incoraggiante: tranne che per la plastica (UE al 41% contro il 55% minimo al 2030), l'aggregato comunitario appare vicinissimo già oggi ai risultati attesi per il riciclo dei rifiuti da imballaggio per carta e cartone, vetro e metalli (Fig. 1.35).

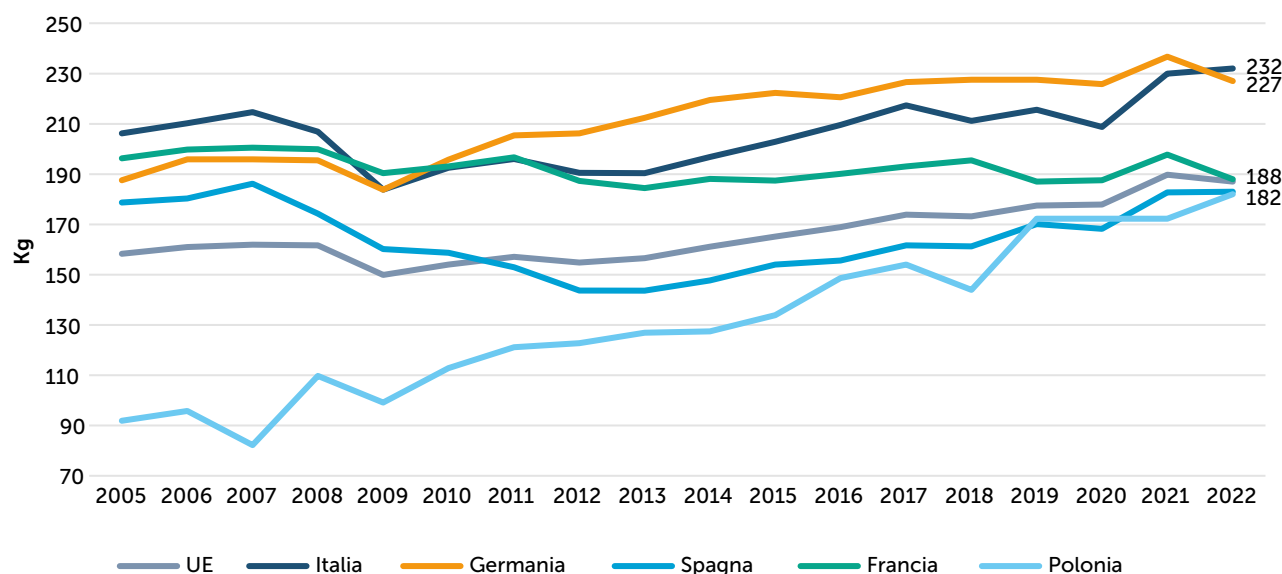
La lettura dei documenti preparatori, dei risultati delle consultazioni e delle stesse premesse al testo del regolamento lasciano intendere come il principale fattore esplicativo dell'impegno dei legislatori in questa materia sia il profilo temporale di crescita di produzione, immissione in commercio e consumi di imballaggi. Quasi a denotare sfiducia nella capacità dell'economia di riciclare quantità crescenti di rifiuti, i promotori del regolamento (la Commissione europea, sostenuta comunque da Parlamento e, con qualche distinguo, dal Consiglio) prospettano una crescita nel consumo di imballaggi superiore al potenziale di riciclo, anche in relazione al rischio di veder crescere l'impiego di materiali con scarsa attitudine al riciclo, da cui gli ulteriori obblighi in capo ai produttori in termini di specifiche di progettazione "intrinsecamente adatta al riciclo".

FIG. 1.35 Tassi di riciclo dei rifiuti da imballaggi per tipi di materiale, situazione al 2023 e obiettivi 2030

(A) La voce Metalli include l'alluminio, per il quale sono stati fissati obiettivi specifici solo a partire dal 2025.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e nazionali.

In effetti, la generazione *pro capite* di rifiuti da imballaggio cresce in Europa di oltre 30 kg nel periodo compreso tra 2005 e 2022 e aumenta in tutti i Paesi del *panel* (in Italia, che passa da 206 a oltre 230 kg *pro capite*, si assiste a un incremento del 15%), con la notevole eccezione della Francia, che riduce il suo contributo nel tempo ma mostra un livello iniziale molto elevato (oltre 196 kg) e che si allinea, a fine periodo osservato, alla media europea (188 kg).

FIG. 1.36 Generazione pro capite di rifiuti da imballaggio

Fonte: Eurostat.

Non è questa la sede per discutere la fondatezza delle ipotesi e l'adeguatezza degli strumenti legislativi al perseguimento degli obiettivi; è utile, però, coordinare l'esame delle grandezze considerate dai colegislatori europei nella costruzione del quadro normativo a presidio dei rifiuti con considerazioni rispetto alla struttura industriale, al potenziale e all'organizzazione delle entità, siano Stati membri, operatori o comunità locali, chiamate a rispondere alle sfide poste dagli obiettivi di politica ambientale. Il paragrafo che segue è, a tale scopo, dedicato a indagare in qualche misura l'attitudine dei sistemi economici di perseguire gli obiettivi di riciclo e l'entità del contributo che all'economia circolare forniscono i Paesi oggetto di attenzione dettagliata in queste note.

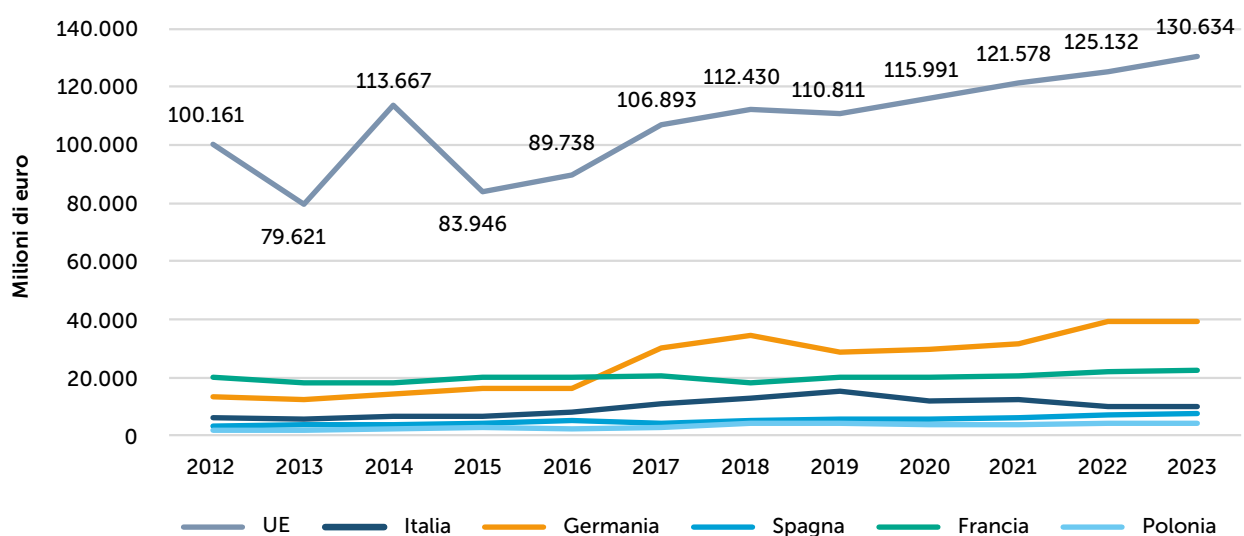
Risorse per l'economia circolare

Allo scopo di arricchire la misura dei progressi e degli effetti dell'economia circolare, il Quadro di monitoraggio rende disponibili nuovi indici, che appare interessante confrontare per valutare l'attitudine dei sistemi nazionali di gestione dei rifiuti a supportare gli obiettivi normativi. Complicare l'analisi consente di avviare riflessioni, basate sull'evidenza, sulle mancanze, sul fabbisogno di risorse necessarie a sopperire ai ritardi e sulle migliori scelte concretamente disponibili in termini di tecnologie e organizzazione.

Una base di partenza per il tentativo di coordinare grandezze diverse (riferite, ciò che richiede qualche cautela, anche ad aggregati diversi) è fornita dall'indicatore "investimenti privati in economia circolare", che registra un andamento altalenante fino al 2015, anno importante per l'avvio del processo che porterà nel 2018 alla definizione del Pacchetto economia circolare, quando si afferma una tendenza non ambigua alla crescita.

Dal 2015 al 2023 gli investimenti del settore privato in attività legate all'economia circolare crescono nell'Unione europea del 55% (Fig. 1.37), passando da circa 84 ad oltre 130 miliardi di euro. La crescita, seppure con ritmo diverso, si afferma in tutti i paesi del *panel* e in particolare in Germania, che vede più che triplicare gli investimenti, cresciuti, sul periodo considerato, da 12,3 a 39,5 miliardi di euro.

FIG. 1.37 Investimenti privati in economia circolare dal 2012



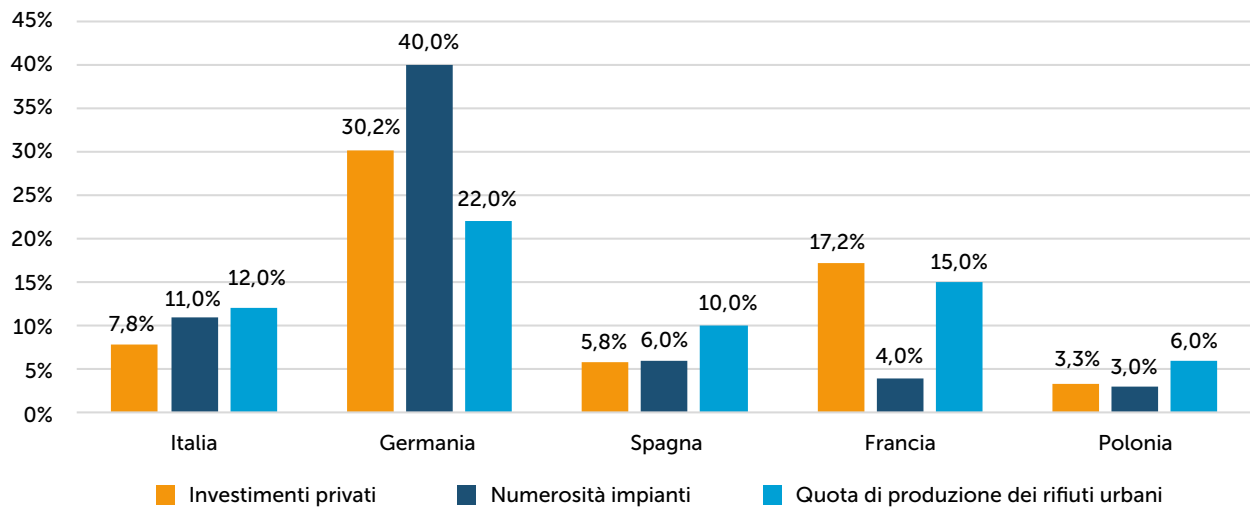
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

I Paesi del *panel* contribuiscono, come si evince dalle figure 1.38 e 1.39, per il 64% degli investimenti privati totali in economia circolare nell'Unione europea, una concentrazione che riproduce il corrispondente contributo in termini di produzione di rifiuti urbani, pari al 65% del totale. Le medesime proporzioni si ritrovano in un'altra interessante misura del sostegno degli Stati membri all'economia circolare: la dotazione impiantistica, qui intesa come numerosità degli impianti e delle installazioni di riciclo dei rifiuti, che non sorprendentemente è pari al 64% della dotazione impiantistica equivalente a livello di aggregato UE27. Il parallelismo tra indici di contribuzione, come provvisoriamente ed arbitrariamente definiamo le grandezze che qualificano la partecipazione dei Paesi e dei sistemi alla formazione degli aggregati rilevanti per l'economia circolare, sembra fin qui far emergere una sorta di regola proporzionale, che andrebbe certamente verificata contro misure dell'evoluzione temporale dei diversi indici per attribuirle significatività (un approfondimento non opportuno in relazione alla natura introduttiva, preliminare e parziale di questa sezione).

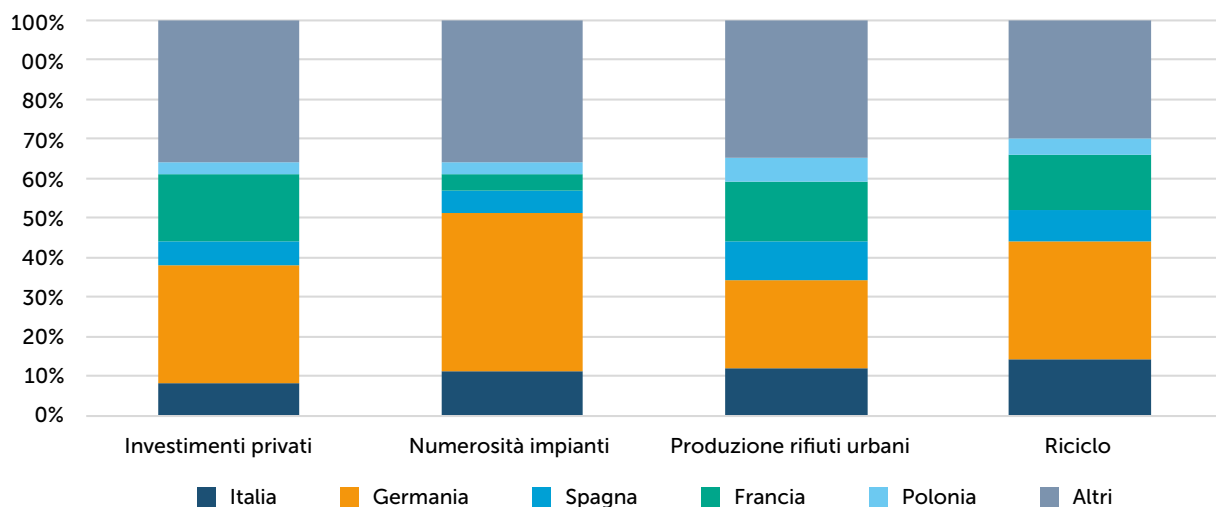
Continuando sul terreno del confronto istantaneo, l'affiancamento di un ulteriore indice, peraltro immediato e "naturale" quale il contributo al riciclo dei rifiuti, appare di qualche interesse: la quota cumulata dei rifiuti urbani riciclati dai paesi del *panel*, pari al 70% del totale europeo, supera le percentuali cumulate di investimenti, impiantistica e produzione di rifiuti urbani. In altri termini, il *panel* contribuisce a una misura diretta di circolarità più di quanto non contribuisca alla produzione di rifiuti e in misura maggiore rispetto alla dotazione di capitale fisico.

La natura del tutto embrionale dell'esercizio di sovrapposizione degli indici di "contribuzione all'economia circolare" non consente di approfondire temi che, allo stato attuale del dibattito, appaiono di grande rilievo per le prospettive regolatorie e che, quindi, sembrano meritare attenzione, nonché richiedere sforzi ulteriori (ai sistemi statistici nazionali ed europei, agli esperti, all'accademia) nella rilevazione di grandezze significative.

Il primo tema di qualche rilievo è la valutazione dei limiti strutturali: investimenti crescenti e sforzi organizzativi notevoli hanno trasformato sostanzialmente la natura stessa della gestione dei rifiuti urbani, nata come terminale dell'esigenza di igiene urbana e oggi incubatrice di trasformazione industriale. I risultati evidenziati in questa sezione, benché sussistano tendenze contrastanti, sono non ambigualmente positivi. "Fare di più", come il legislatore comunitario propone, richiede riflessioni sui limiti asintotici del sistema: cambiamenti tecnologici, scala degli investimenti, integrazione delle filiere sono elementi da indagare per consentire al sistema rifiuti e alle economie di poter concretamente perseguire nuovi e più sfidanti obiettivi. Un altro tema che appare di qualche rilievo, e che ancora manca nell'evidenza disponibile, riguarda le economie di scala e di scopo dell'industria del riciclo: la loro eventuale esistenza ed entità darebbe materia di riflessione sulla distribuzione degli obiettivi nazionali e, in prospettiva, sulla necessità di creare un mercato interno efficace, su scala europea o almeno regionale, dei sottoprodotti e dei rifiuti riciclabili. L'ultimo di questa lista, tutt'altro che esaustiva, di temi di discussione riguarda l'efficienza del sistema rifiuti. Un mercato europeo dei rifiuti riciclabili e riciclati difficilmente darebbe segnali di prezzo significativi ed efficienti se basato su una gestione opaca, con costi incontrollati e non rispondenti a incentivi all'efficienza. Si tratta, a ben vedere, di un tema ben presente alle autorità di regolazione dei rifiuti urbani, non necessariamente al centro delle iniziative legislative europee, ma di cui servirà tenere conto. Ne sarà fatto cenno in chiusura del paragrafo seguente, dedicato a indici delle dinamiche di mercato (anch'essi riordinati nella nuova visione integrata delle statistiche sull'economia circolare), dinamiche la cui migliore comprensione richiede l'esame delle politiche di promozione di costi efficienti nelle parti della filiera che rispondono a criteri di pubblica utilità.

FIG. 1.38 Quote percentuali di investimenti privati in EC, dotazione impiantistica e produzione di rifiuti urbani rispetto al totale UE

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.39 Contributo percentuale dei 5 maggiori Paesi al totale UE degli investimenti privati, della dotazione impiantistica (numerosità) e della produzione di rifiuti urbani nel 2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Materie prime secondarie: verso un mercato interno dei rifiuti riciclati?

Come ricordato in apertura, l'UE dedica sforzi crescenti all'integrazione delle politiche puntuali di promozione di un sistema di gestione dei rifiuti urbani orientato al riciclo nel contesto generale di politica economica: solo accennata nel *Green Deal*, l'affermazione della necessità di "comunicazione" e interdipendenza tra la politica industriale e gli obiettivi di tutela ambientale, con specifico riferimento alla sostenibilità del sistema rifiuti, compare come elemento fondante dell'orientamento della nuova Commissione e si riflette nel programma di sviluppo degli strumenti legislativi e regolamentari, come prospettati dal citato "*Clean Industrial Deal*". La creazione di *hub* regionali per lo scambio facilitato di materiali recuperati riciclati, primo passo verso un mercato integrato con mutuo riconoscimento standardizzato, la

spinta alla diffusione delle materie prime seconde anche attraverso l'imposizione di standard e obiettivi minimi elevati negli appalti pubblici, il più generale sostegno – per cui andranno verificati e introdotti strumenti specifici – al maggiore utilizzo di materie riciclate nell'economia sono altrettanti punti all'attenzione delle istituzioni comunitarie e troveranno applicazione nello sviluppo del *corpus* normativo e regolamentare atteso dall'elaborazione del "Circular Economy Act".

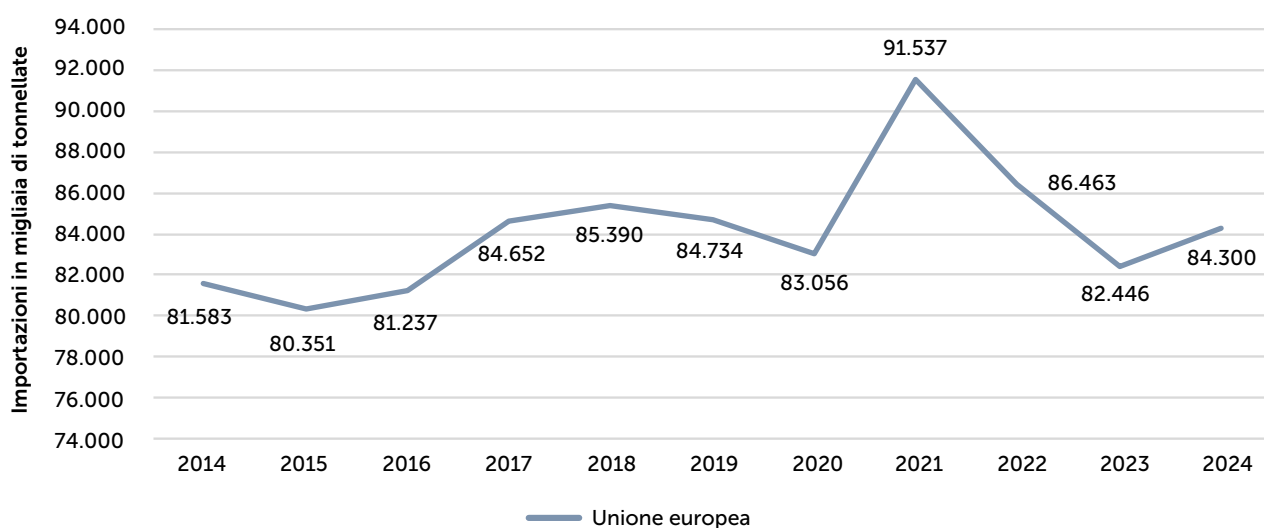
In termini generali, l'obiettivo di tale sviluppo atteso è duplice: contribuire alla minore dipendenza dalle importazioni di materie prime vergini e stimolare la crescita di quei tassi di riciclo e riuso ritenuti insoddisfacenti, attraverso un'auspicata concatenazione di effetti che comporti, attraverso la promozione dell'uso delle materie prime seconde, una maggiore produzione interna di queste ultime e l'incremento strutturale dell'attitudine del sistema rifiuti al riciclo. La creazione e lo sviluppo di un mercato di sbocco per i sottoprodotti dei rifiuti, in altri termini, sono considerati variabili chiave per il successo della complessiva strategia di promozione sistemica della circolarità nell'economia europea: l'imposizione di obiettivi minimi di contenuto riciclato nella produzione di imballaggi a opera del recente regolamento dedicato rappresenta una prima, concreta, risposta all'esigenza di creare a valle, nel mercato dei beni, le condizioni per una risposta di adattamento a monte, nel sistema di gestione dei rifiuti.

Per quanto qui di interesse, rinviando ad altra sede considerazioni sulle dinamiche di formazione di una struttura di incentivi coerente con gli obiettivi (che dovrebbe tenere conto, in un'ipotetica analisi costi-benefici, di elementi quali la rigidità dell'offerta, la capacità di mobilitazione di investimenti, le economie di scala nell'industria del riciclo), merita dedicare qualche considerazione all'andamento degli scambi di materie prime seconde per trarne qualche considerazione sull'attitudine del sistema europeo dei rifiuti urbani a supportare il disegno di economia circolare.

In risposta alla riforma del Quadro di monitoraggio dell'economia circolare, il sistema statistico europeo ha recentemente introdotto e diffuso misure rappresentative dell'andamento dei mercati dei materiali riciclabili (*data-base* CEI_SRM020), approfondendo, per materiali notevoli, dinamiche relative a prezzi e quantità.

La figura 1.40 descrive l'andamento nel tempo degli scambi intracomunitari dei materiali riciclabili totali, distinguendo, per comodità espositiva, i dati riferiti all'Unione europea da quelli relativi agli Stati membri del campione.

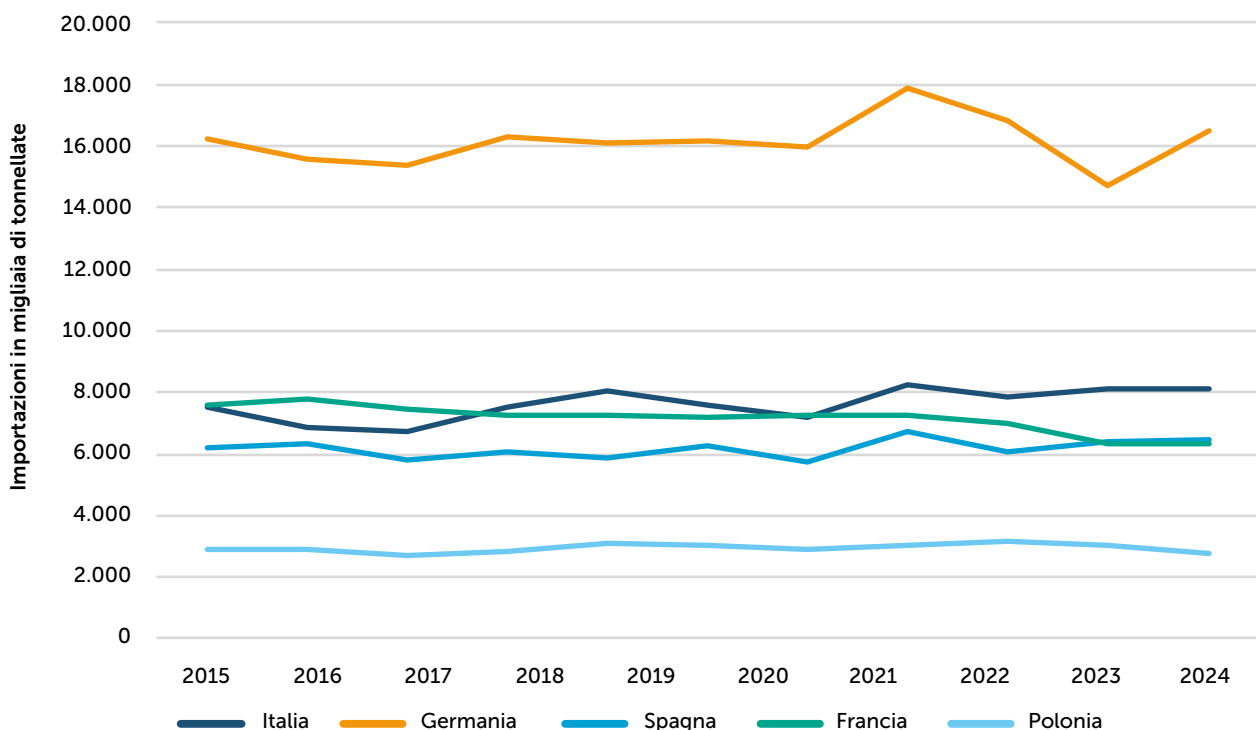
FIG. 1.40 Scambi intracomunitari nell'Unione europea di materiali riciclabili dal 2014



Fonte: Eurostat.

A fronte di una notevole dinamica degli scambi extra-UE¹⁶, la crescita degli scambi intracomunitari di materiali riciclabili non sembra assecondare gli auspici di una maggiore integrazione dei mercati nazionali in un mercato interno consistente. Nel 2024, gli Stati membri hanno complessivamente importato da Paesi comunitari 84,3 milioni di tonnellate di materiali, un valore in crescita del 2,3% rispetto all'anno precedente ma allineato ai valori del periodo 2017-2019 e largamente inferiore al picco rilevato nel 2021, quando erano state scambiati oltre 91,5 milioni di tonnellate. A un esame più dettagliato, si nota una sostanziale stabilità delle importazioni intracomunitarie nei Paesi del panel, con la notevole eccezione della Germania, il cui incremento delle importazioni, pari a 1,9 milioni di tonnellate, sembra spiegare quasi da solo l'intera crescita del valore dell'aggregato UE (Fig. 1.41).

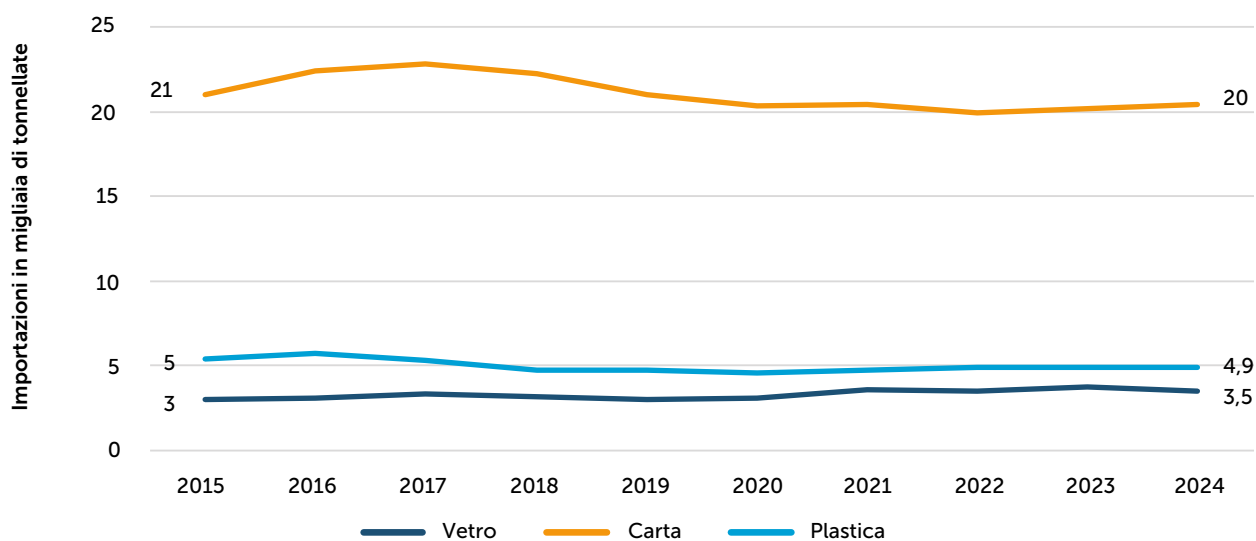
FIG. 1.41 Scambi intracomunitari di materiali riciclabili per i Paesi del panel



Fonte: Eurostat.

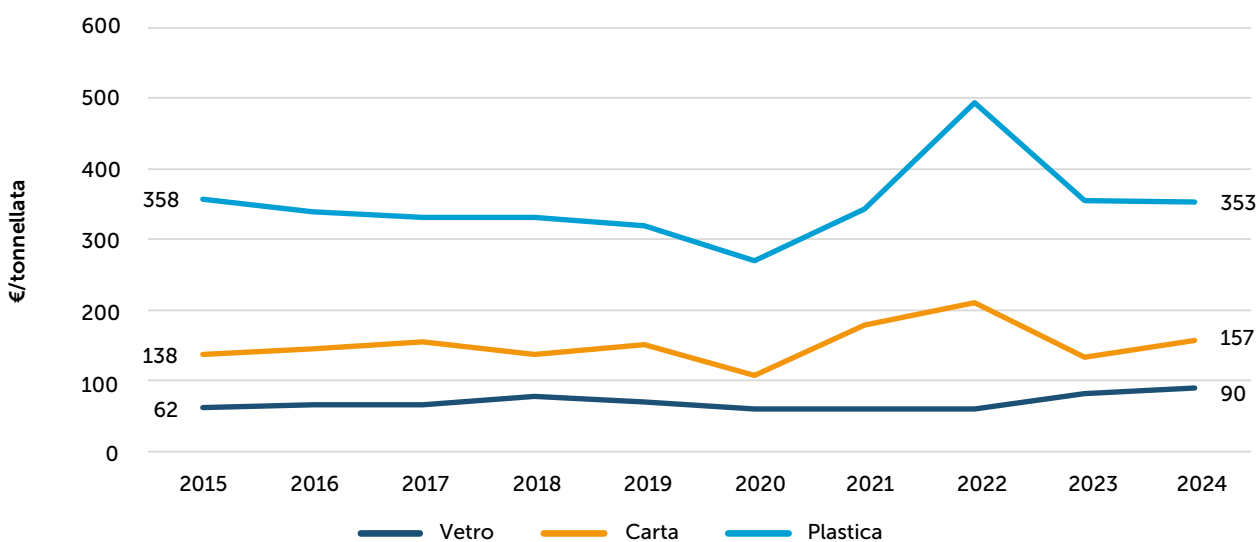
La figura 1.42 dà conto del dettaglio per materiali notevoli dell'andamento degli scambi comunitari: si tratta degli scambi di vetro, plastica e carta/cartone idonei al reimpiego nel circuito produttivo. Per queste materie prime seconde, soggette, peraltro, almeno nei casi di carta e vetro, a raccolte e trattamenti che ne garantiscono un elevato tasso di riciclo, si conferma un andamento sostanzialmente invariante nel tempo: dal 2015 al 2024, sono stati scambiati tra Stati membri rispettivamente 21 e 20,4 milioni di tonnellate di carta, 3 e 3,5 milioni di tonnellate di vetro, 5,4 e 4,9 milioni di tonnellate di plastica (le etichette nel grafico mostrano valori approssimati).

¹⁶ Nel 2024 l'UE ha esportato verso Paesi terzi 36 milioni di tonnellate di materie prime secondarie, il 9% in meno del 2023, e ne ha importato 46 milioni di tonnellate, il 15% in più rispetto all'anno precedente, ciò che determina un deficit della bilancia commerciale di 10 milioni di tonnellate, decuplicato rispetto al 2023, quando il deficit era stato di 1 milione di tonnellate (EUROSTAT, aggiornamento del 24 aprile 2025).

FIG. 1.42 Scambi intracomunitari di materiali riciclabili per i Paesi del panel: vetro, carta e plastica

Fonte: Eurostat.

Per vetro, carta e plastica, sono disponibili anche i dati di sintesi dei prezzi medi annui registrati dalle rilevazioni del Quadro di monitoraggio (Fig. 1.43). La dinamica più interessante emerge dal settore del vetro, il valore dei cui sottoprodotti riciclabili è aumentato del 50% sul periodo considerato; per gli altri materiali, tranne che nei picchi post-crisi Covid, probabilmente collegati a una ripresa economica contrastata da problemi di disponibilità di materie prime, l'andamento sul periodo è relativamente poco dinamico, con l'interessante eccezione dell'incremento registrato nell'ultimo anno dai prezzi di carta e cartone da riciclo (+18% nel 2024 rispetto all'anno precedente).

FIG. 1.43 Prezzi degli scambi intracomunitari di materiali riciclabili per i Paesi del panel

Fonte: Eurostat.

L'andamento nel tempo dei prezzi delle materie prime secondarie è significativamente correlato, secondo gli osservatori, ai valori di mercato dei corrispondenti materiali vergini, oltre che, naturalmente, al ciclo economico; la progressiva introduzione di obblighi di contenuto minimo di materiali riciclati nei prodotti è troppo recente per poterne valutare gli effetti in termini di reattività di prezzi e quantità.

Ciò che più interessa in questa *Relazione Annuale*, sede di rendicontazione e riflessioni relative alle attività di regolazione economica e della qualità dei servizi di pubblica utilità, è collegare, per quanto sommariamente e del tutto preliminarmente, le misure delle dinamiche di mercato dei sottoprodotti col più ampio sistema di gestione dei rifiuti urbani per, eventualmente, valutarne la coerenza e l'efficacia in relazione agli obiettivi di economia circolare come riqualificati dalla nuova "visione" proposta nel "*Clean Industrial Deal*" e, in prospettiva, dal "*Circular Economy Act*".

È evidente, infatti, come la maggiore efficienza del segmento a monte del processo, quello delle raccolte differenziate, della logistica e del trattamento dei rifiuti riciclabili, abbia effetti sostanziali sull'efficacia della filiera integrata raccolta-trattamento-riciclo-riutilizzo, lungo la quale le parti regolate si alternano o si sovrappongono alle parti "di mercato". Di una dinamica erratica o insoddisfacente dei prezzi delle materie prime secondarie risente sostanzialmente, per citare un esempio concreto, la struttura economico-finanziaria degli schemi di responsabilità estesa del produttore, i cui costi ricadono solo parzialmente, per quanto in misura crescente, sui produttori di imballaggi. Prezzi in discesa sui mercati a valle comportano impegni finanziari più gravosi per operatori, enti locali e comunità impegnati a vario titolo nella gestione delle raccolte e della preparazione al riciclo.

Sotto questo aspetto appare significativa, più che la riflessione sulla stabilità ed efficienza dei meccanismi di formazione dei prezzi delle materie prime secondarie (che pure è parte integrante del rinnovato approccio comunitario all'economia circolare), la prospettiva di accrescere efficienza ed efficacia "dal lato dell'offerta" di materiali riciclabili. Un sistema di gestione dei rifiuti urbani che allinei i costi al loro livello efficiente, combinato con appropriate strategie di selezione e differenziazione, comporta vantaggi evidenti: esso rende disponibili, agli schemi di responsabilità estesa come a tutte le entità coinvolte nella produzione di sottoprodotti riciclati, materiali di migliore qualità a un costo inferiore, riducendo quindi l'eccesso di costo delle materie prime secondarie rispetto alle materie prima vergini, un eccesso percepito come un ostacolo sostanziale al dispiegamento dell'economia circolare.

La significatività e l'entità di questo contributo all'efficacia del sistema nel suo complesso dipenderanno dalla capacità dei soggetti regolatori di incrementare l'efficienza della gestione dei rifiuti, ciò che appare suscettibile di considerazione nella costruzione comunitaria del prossimo *Circular Economy Act* e di notevole interesse per le attività correnti e future delle Autorità nazionali di regolazione.



CAPITOLO

2



**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE
ELETTRICO**

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2024

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2024 a confronto con quello dell'anno precedente; come di consueto i dati, di fonte Terna, relativi all'ultimo anno sono provvisori.

Nel 2024 la richiesta di energia elettrica è risultata pari a circa 312,7 TWh, in aumento del 2,3% rispetto al 2023. Tenuto conto che le perdite di rete sono state pari a 19,6 TWh, i consumi di elettricità sono saliti a 312,7 TWh dai 287,4 TWh registrati nel 2023. La ripresa ha interessato quasi tutti i settori eccetto l'industria, i cui consumi si sono lievemente ridotti (-0,5%).

L'energia disponibile per il consumo (o richiesta) è stata soddisfatta per l'84,4% dalla produzione nazionale netta e per il restante 16,3% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale lorda è cresciuta del 3,2%, quella importata è aumentata del 2,4%, ma anche l'energia destinata alle esportazioni è cresciuta (+47,8%); di fatto il saldo estero è rimasto sostanzialmente invariato al livello del 2023 (51 TWh; -0,5%).

TAV. 2.1 Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2023 e nel 2024 (in GWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	2023	2024 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	264.708	273.295	3,2%
Servizi ausiliari	8.146	9.435	15,8%
Produzione netta	256.562	263.860	2,8%
Ricevuta da fornitori esteri	54.572	55.908	2,4%
Ceduta a clienti esteri	3.321	4.908	47,8%
Destinata ai pompaggi ^(B)	2.186	2.074	-5,1%
Assorbimento accumuli <i>stand alone</i>	12	135	1060,8%
Disponibilità per il consumo	305.616	312.650	2,3%
Perdite di rete	18.244	19.577	7,3%
Consumi al netto delle perdite	287.372	312.650	2,0%
Agricoltura	6.333	6.465	2,1%
Industria	124.486	123.900	-0,5%
Servizi	93.331	96.907	3,8%
Domestico	63.222	65.802	4,1%

(A) Dati provvisori.

(B) Per il 2023 il dato include gli assorbimenti delle pompe di calore.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

La tavola 2.2 riporta invece il bilancio costruito a partire dai dati forniti dagli operatori nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati e fornisce in forma sintetica una visione d'insieme del settore, in particolare del contributo dei vari gruppi industriali (vedi *infra*). Si rimanda al seguito del Capitolo per una trattazione più in dettaglio delle dinamiche che hanno interessato le singole fasi della filiera del settore elettrico.

TAV. 2.2 Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2024 (in TWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	ENEL	10-22 TWH	5-10 TWH	1-5 TWH	0,5-1 TWH	0,1-0,5 TWH	0-0,1 TWH	SENZA VENDITE	TOTALE
Numero gruppi	1	5	5	16	10	56	436	17.050	17.579
Produzione nazionale lorda	36,5	61,7	22,5	20,6	1,6	4,7	14,6	82,0	244,1
Produzione nazionale netta	34,9	59,9	21,9	20,3	1,5	4,6	13,9	78,9	235,9
Energia destinata ai pompaggi	2,0	0,0	0,0	0,1	-	-	0,0	-	2,1
Importazioni^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	55,9
Esportazioni^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	4,9
Perdite di rete^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	19,6
Autoconsumi^(B)	0,0	1,7	0,2	0,5	0,0	0,2	0,7	17,5	20,8
Vendite finali	65,2	76,9	30,4	42,4	7,4	13,2	7,4	-	243,0
Mercato libero	55,8	71,3	29,0	41,3	7,3	13,2	7,2	-	225,1
Domestico	17,8	13,1	4,8	4,2	2,1	3,2	2,1	-	47,2
Non domestico	38,0	58,2	24,1	37,1	5,3	10,1	5,1	-	177,9
- Bassa tensione	16,4	16,0	6,3	13,9	3,4	5,0	3,6	-	64,6
- Media tensione	18,2	35,1	10,3	21,6	1,3	4,5	1,5	-	92,6
- Alta e altissima tensione	3,4	7,0	7,5	1,6	0,5	0,6	0,0	-	20,7
Maggior tutela	7,1	0,3	0,8	0,1	0,0	0,0	0,1	-	8,5
Tutele graduali	1,2	2,8	0,7	1,0	0,1	-	0,1	-	5,9
Domestico	1,0	1,4	0,2	0,5	-	-	-	-	3,1
Microimprese	-	0,7	0,2	0,5	0,1	-	0,0	-	1,5
Piccole imprese	0,2	0,7	0,3	-	-	-	0,0	-	1,2
Salvaguardia	1,0	2,5	-	-	-	-	-	-	3,6
- Bassa tensione	0,4	0,7	-	-	-	-	-	-	1,1
- Media tensione	0,6	1,2	-	-	-	-	-	-	1,8
- Alta e altissima tensione	0,0	0,6	-	-	-	-	-	-	0,6

(A) Le importazioni, le esportazioni e le perdite di rete sono di fonte Terna.

(B) Sono incluse le cessioni effettuate all'interno di ASSPC (Altri sistemi semplici di produzione e consumo).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Ai fini della redazione del bilancio degli operatori, i dati inviati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio sono stati considerati tenendo conto della loro appartenenza a gruppi societari alla fine dell'anno 2024 e classificati sulla base dei quantitativi di vendita al mercato finale (distinto in libero, maggior tutela, tutele graduali e salvaguardia)¹. L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascun operatore presso l'Anagrafica operatori dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) ai sensi del Testo integrato in materia di obblighi informativi di natura anagrafica (TIAO)²; se un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé³. È da sottolineare, inoltre, che non necessariamente rispondono alle rilevazioni utili alla composizione del bilancio i medesimi operatori ed è per questo che nella lettura dei dati di confronto da un anno all'altro occorre tenere in considerazione anche questo aspetto.

1 I dati del bilancio della presente edizione della *Relazione Annuale* non sono confrontabili con quelli presenti nel bilancio degli anni precedenti per la diversa composizione delle classi.

2 Il Testo integrato in materia di obblighi informativi di natura anagrafica è l'allegato A alla delibera 15 marzo 2022, 102/2022/R/com.

3 Con lo stesso TIAO, l'Autorità ha determinato i criteri per esonerare da questo obbligo e da altri a esso connessi i piccoli produttori elettrici con una potenza complessiva inferiore o uguale a 100 kW, che non svolgono altre attività nei settori di competenza dell'Autorità oltre che già registrati presso il sistema GAUDÌ di Terna. Questa fattispecie di soggetti non è parimenti tenuta all'invio dei dati nell'ambito dell'Indagine annuale, pertanto, i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata, né quella prodotta dai soggetti che hanno una potenza inferiore ai 100 kW, ma che svolgendo comunque attività nei settori di competenza di Arera non hanno diritto all'esonero.

Al momento della chiusura della presente *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano circa l'89% del valore della produzione nazionale e il 90% dei consumi pubblicati da Terna (anch'essi provvisori).

Come ogni anno, è opportuno precisare che nel bilancio degli operatori è presente una classe denominata "Senza vendite" in cui ricadono tutti quei gruppi che producono energia elettrica, ma che non svolgono l'attività di vendita al mercato finale. La maggior parte degli autoconsumi (incluse le cessioni effettuate all'interno degli ASSPC – Altri sistemi semplici di produzione e consumo) è da attribuire proprio a questa categoria, popolata dagli autoproduttori e dai produttori che cedono l'energia al Gestore dei servizi energetici (GSE). Per questa categoria il 15,5% dell'energia netta prodotta è destinata al GSE mentre per tutte le altre classi la frazione di energia destinata al GSE è decisamente più contenuta. Ovviamente anche la quota degli autoconsumi sull'energia generata netta è particolarmente significativa per la classe "Senza vendite", essendo pari al 22,2%. Il restante 62,3% dell'energia prodotta viene venduta nel mercato all'ingrosso.

Con una produzione netta di 34,9 TWh, il gruppo Enel controlla il 13,2% della produzione nazionale complessiva dichiarata da Terna (quasi il 15% sul totale della produzione raccolta nell'Indagine annuale) e circa il 27% delle vendite totali che includono quelle relative al servizio di maggior tutela, ai servizi di tutele gradualali e al servizio di salvaguardia. La seconda classe con le vendite più elevate (10-22 TWh) include per il 2024 gli stessi cinque gruppi societari degli anni passati (A2A, Hera, Edison, Axpo Group ed Eni), anche se con un ordine diverso rispetto al passato, che dipende dall'ammontare delle vendite effettuate sul mercato finale. Questi cinque gruppi detengono quasi il 23% della produzione netta di Terna (poco più del 25% sul totale raccolto nell'Indagine annuale) e le loro vendite finali coprono quasi il 32% di quelle totali rilevate nell'Indagine annuale.

Complessivamente, dunque, i primi sei gruppi industriali coprono poco meno del 36% della generazione netta di Terna (circa il 40% del totale raccolto nell'Indagine annuale) e vendono il 58,5% di tutta l'energia ceduta a clienti finali.

I dati raccolti, inoltre, confermano come sempre che al diminuire dell'energia venduta aumenta spiccatamente la quota di energia non dispacciata in proprio, passando da circa il 4,6% dei maggiori *competitors* del gruppo Enel e arrivando a quasi il 72% dei venditori più piccoli.

In Italia poco meno della metà della generazione netta rilevata nell'ambito dell'Indagine annuale è prodotta da fonti rinnovabili (48,5%); in particolare, il gruppo Enel ha quasi il 73% della produzione da questa tipologia di fonti, seguito dagli operatori che non hanno vendite finali (62,6%). Anche la classe con vendite tra 100 e 500 milioni di kWh possiede una quota di produzione da fonte rinnovabile molto significativa, pari al 61,1%, mentre la quota meno significativa di produzione da fonte rinnovabile si registra in corrispondenza della classe con vendite tra i 500 GWh e 1 TWh. Mediamente i gruppi che hanno vendite tra 10 e 22 TWh producono energia elettrica con fonti rinnovabili per circa il 26%, ma all'interno di tale classe le percentuali di ciascun singolo gruppo sono piuttosto variabili, con un massimo dell'82,5%.

Una breve analisi sul mercato finale consente di evidenziare, come già in passato, che poco più del 24% delle vendite è destinato al settore domestico; tale quota, tuttavia, sale al 39,8% nel caso del gruppo Enel. Per i gruppi direttamente suoi concorrenti, che hanno vendite tra 10 e 22, la quota di vendite al settore domestico è di circa

il 19%, in aumento rispetto all'anno precedente. Tra loro, però, si distingue il gruppo Eni che invece destina la metà delle proprie vendite finali ai clienti domestici. Nelle altre classi la quota più rilevante di vendite al settore domestico, in media pari al 27,7%, si rileva tra i gruppi con vendite tra 0,5 e 1 TWh.

La maggiore quota di vendite a clienti non domestici in bassa tensione (70,3%) si osserva invece per la classe dei gruppi con vendite inferiori ai 100 GWh, seguita da quella dei gruppi tra 0,5 e 1 TWh che si attesta al 65,2%.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione sono rilevanti per le classi con vendite tra 5 e 10 TWh e per i maggiori *competitors* di Enel, dove incidono rispettivamente per il 30,4% e per il 12,3% delle vendite complessive al settore non domestico. È nel gruppo con vendite tra 0,5 e 1 TWh che si registra la quota meno significativa di vendite ai clienti finali in media tensione (25,1%); la stessa quota è, invece particolarmente significativa per i gruppi inclusi nella classe con vendite tra 10 e 22 TWh, dove rappresenta il 58,6% delle vendite finali, con quote individuali dei gruppi che superano ampiamente la metà in tutti i gruppi industriali appartenenti a questa classe.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Secondo i dati provvisori rilasciati da Terna, nel 2024 la produzione nazionale lorda di energia elettrica in Italia è cresciuta del 3,2%, essendosi attestata a 273,3 TWh rispetto ai 264,7 TWh dell'anno precedente (Tav. 2.3). La produzione termoelettrica è nuovamente diminuita (-6% che segue il calo dell'anno precedente del 19,3%), a fronte di un aumento del 14,9% della produzione da fonti rinnovabili.

Nell'ambito della generazione termoelettrica la diminuzione più rilevante si è registrata nella produzione da solidi (-70,8%) e da prodotti petroliferi (-30,4%), mentre si è leggermente ripresa la generazione da gas naturale (+2%), risalita a 121,4 TWh.

Nel caso delle fonti rinnovabili, che concorrono per circa il 49% al mix della produzione elettrica nazionale (la stessa quota nell'anno precedente era pari al 44%), si è registrata una diminuzione solo nella generazione eolica (-5,6%) e un lievissimo calo nel geotermico (-0,8%).

La produzione idroelettrica ha registrato un nuovo marcato incremento (+30,2%), rinnovando la crescita consistente registrata nel 2023 (+42,7%). Con 52,8 TWh generati, la produzione idroelettrica ha abbondantemente superato i quantitativi degli anni 2015-2021, dopo il minimo storico toccato nel 2022 che fu caratterizzato da un'importante emergenza idrica. Nell'ambito della generazione rinnovabile, dopo l'idroelettrico, le quote di produzione più rilevanti appartengono agli impianti fotovoltaici (26,9%) e a quelli eolici (16,7%); in lieve riduzione è risultata invece la quota delle bioenergie, scesa dal 13,7% al 12,8%, nonostante l'aumento della loro produzione di circa 1 TWh.

Come di consueto, i dati riportati nelle figure e nelle tavole successive di questo paragrafo sono tratti dall'Indagine annuale sui settori regolati, i cui dati sono da intendersi come provvisori. Inoltre, alcune differenze che emergono nei risultati dei dati raccolti nell'Indagine da un anno all'altro possono essere in parte ascrivibili anche alla diversa composizione degli operatori rispondenti, alla loro numerosità, nonché agli aggiornamenti effettuati presso l'Anagrafica operatori in merito al gruppo societario di appartenenza. È opportuno precisare, inoltre, che ai sensi del TIAO⁴ nella rilevazione non sono inclusi i dati degli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, oltre a quelli dei soggetti che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*.

TAV. 2.3 Produzione lorda per fonte dal 2020 al 2024 (in GWh)

FONTE	2020	2021	2022	2023	2024 ^(A)
Produzione termoelettrica	161.673	170.640	181.594	146.570	137.788
Solidi	13.380	14.022	22.607	13.220	3.864
Gas naturale	133.683	143.998	141.445	118.987	121.437
Prodotti petroliferi	3.175	3.851	4.953	3.622	2.520
Altri	11.436	8.769	12.589	10.741	9.966
Accumulo stand alone	-	-	-	8	117
Idroelettrico da pompaggi	1.944	2.090	1.893	1.551	1.486
Produzione da fonti rinnovabili	116.915	116.339	100.466	116.579	133.904
Idroelettrico	47.552	45.388	28.398	40.517	52.750
Eolico	18.762	20.927	20.494	23.641	22.306
Fotovoltaico	24.942	25.039	28.122	30.711	35.993
Geotermico	6.026	5.914	5.837	5.692	5.648
Bioenergie	19.634	19.071	17.616	16.018	17.206
PRODUZIONE TOTALE	280.532	289.069	283.953	264.708	273.295

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

Nell'Indagine annuale relativa all'anno 2024, come in quella dell'anno precedente, i soggetti di minore dimensione (potenza inferiore o uguale a 100 kW) che non sono esonerati ai sensi del TIAO (di cui si è appena detto) hanno partecipato alla rilevazione, ma non hanno fornito alcun dato; si tratta di poco più di 1.500 soggetti su un totale di oltre 19.000 partecipanti alla rilevazione. Tra questi il 77% circa è costituito da enti pubblici attivi nel settore dei rifiuti e/o dell'idrico e che proprio a causa della loro operatività in questi settori non possono beneficiare dell'esonero.

Il valore della produzione trasmesso da tutti gli altri soggetti che hanno partecipato alla rilevazione e che hanno fornito dati di dettaglio, principalmente in termini di potenza e generazione dei propri impianti, corrisponde a circa l'89% della generazione elettrica lorda indicata da Terna (nei dati provvisoriamente rilasciati).

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2024 suddivisa per fonte idroelettrica, rinnovabile e termoelettrica, con il dettaglio dell'anno di entrata in esercizio degli impianti per la potenza netta esistente.

⁴ Come stabilisce il Testo integrato anagrafica operatori (allegato A alla delibera 102/2022/R/com), si tratta dei produttori i cui impianti hanno una potenza complessiva inferiore a 100 kW, che sono registrati nel sistema GAUDI di Terna e che non svolgono altre attività nei settori di competenza di ARERA.

In Italia quasi la metà della potenza installata, il 49,1%, è costituita da impianti termoelettrici, e tale quota è in lieve flessione rispetto al 2023; gli impianti idroelettrici incidono per il 20,2% e quelli rinnovabili per il 30,8%. La maggior parte degli impianti esistenti (39,8%) è stata installata tra il 2001 e il 2010, con una netta preponderanza degli impianti termoelettrici. Quasi tre quarti (72,2%) della potenza da generazione idroelettrica risulta entrata in esercizio prima del 1990, mentre il 46,5% della potenza degli impianti da fonti rinnovabile è entrata in esercizio nel decennio 2011-2020. Rispetto al 2023, la potenza netta (rilevata) è cresciuta da 105,8 a 111,3 GW (5,2%); risultano essere stati installati nuovi impianti rinnovabili per 5 GW. Si noti che, nel 2024 la massima potenza richiesta dal sistema elettrico è stata registrata il 19 luglio quando ha raggiunto 57,9 GW.

TAV. 2.4 *Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti (in GW)*

ANNO DI ENTRATA IN ESERCIZIO	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMoeLETTRICA	TOTALE
Fino al 1990	16,5	0,0	4,4	21,0
Dal 1991 al 2000	1,7	0,6	6,4	8,7
Dal 2001 al 2010	2,7	7,7	33,9	44,3
Dal 2011 al 2020	1,9	15,9	5,3	23,1
Dal 2021	0,2	9,9	4,3	14,3
TOTALE POTENZA NETTA	22,8	34,2	54,3	111,3
POTENZA LORDA	23,0	35,1	56,0	114,2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.5 *Produttori, impianti e generazione per fonte*

ANNO	TERMoeLETTRICO	DI CUI <1 MW	RINNOVABILE	DI CUI <1 MW	MISTO	DI CUI <1 MW	TOTALE
Numero produttori							
2020	473	136	13.895	11.102	363	102	14.731
2021	461	133	13.750	11.001	399	107	14.610
2022	480	145	13.988	11.209	447	119	14.915
2023	485	146	14.944	11.986	503	133	15.932
2024	437	139	16.531	13.146	574	154	17.542
Potenza lorda (MW)							
2020	19.667	70	36.164	4.828	49.541	45	105.371
2021	20.799	65	33.136	4.743	51.308	48	105.243
2022	21.883	69	36.617	4.791	47.695	57	106.195
2023	22.066	66	38.050	5.006	48.161	63	108.277
2024	22.539	63	42.587	5.400	49.050	71	114.176
Generazione lorda (TWh)							
2020	77,2	4,0	88,6	10,9	97,6	0,1	263,4
2021	76,1	0,3	76,1	11,1	119,9	0,1	272,2
2022	81,1	0,3	75,3	10,0	108,4	0,1	264,7
2023	69,8	0,3	84,4	10,9	92,3	0,1	246,4
2024	70,7	0,3	94,0	10,1	79,5	0,2	244,2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termoelettrica e rinnovabile, il numero dei produttori (conteggiati per singola ragione sociale e non per gruppo societario di appartenenza) e la relativa potenza disponibile, con il dettaglio di quella inferiore a 1 MW⁵. I dati confermano quanto già rilevato negli anni scorsi: buona parte della potenza lorda (49.050 MW) è in capo a 574 soggetti che rappresentano appena il 3% dei produttori che hanno partecipato alla rilevazione; si tratta dei produttori di tipo misto che hanno generato energia elettrica sia attraverso il termoelettrico convenzionale, sia attraverso fonti rinnovabili.

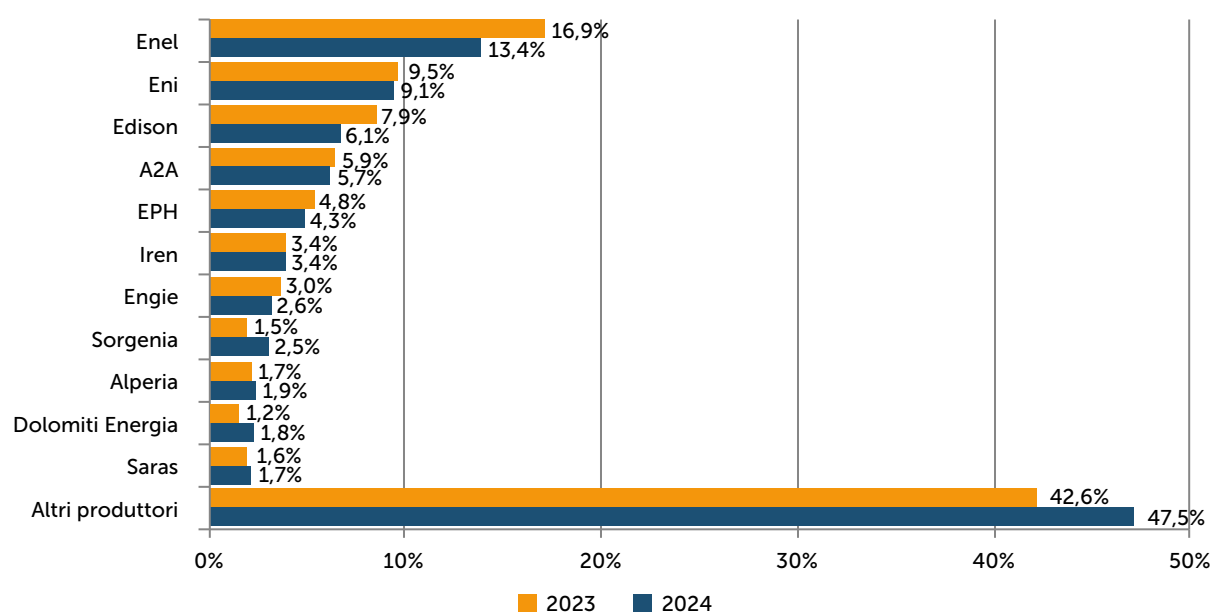
L'apporto percentuale della generazione di questi soggetti alla produzione complessiva è diminuito ancora rispetto allo scorso anno, essendo sceso dal 37,3% al 32,6% (79,5 TWh sui 244,2 TWh complessivi). Più in dettaglio, i 79,5 TWh generati dai 574 operatori misti sono stati garantiti per quasi il 62% da 234 operatori che hanno fino al 30% di potenza da impianti alimentati con fonti rinnovabili e per il 33,3% da 177 operatori per i quali la potenza da impianti rinnovabili incide tra il 30% e il 60% della potenza complessiva lorda; i rimanenti 163 operatori misti possiedono impianti con potenza rinnovabile superiore al 60% e hanno prodotto solo 3,8 TWh.

La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari (cioè quelli che nel 2024 hanno una quota superiore all'1,5% della produzione totale fornita da Terna) alla generazione lorda negli ultimi due anni.

Per tali gruppi in generale, si registra una diminuzione attribuibile al calo della generazione termoelettrica, sebbene le differenze maggiormente significative rispetto al 2023 si rilevino per Enel ed Edison che hanno registrato diminuzioni rispettivamente pari al 3,5% e 1,8%.

L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, sempre molto basso nel tempo, è risultato pari a 396 è in notevole diminuzione rispetto al 2023 (537).

FIG. 2.1 Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda



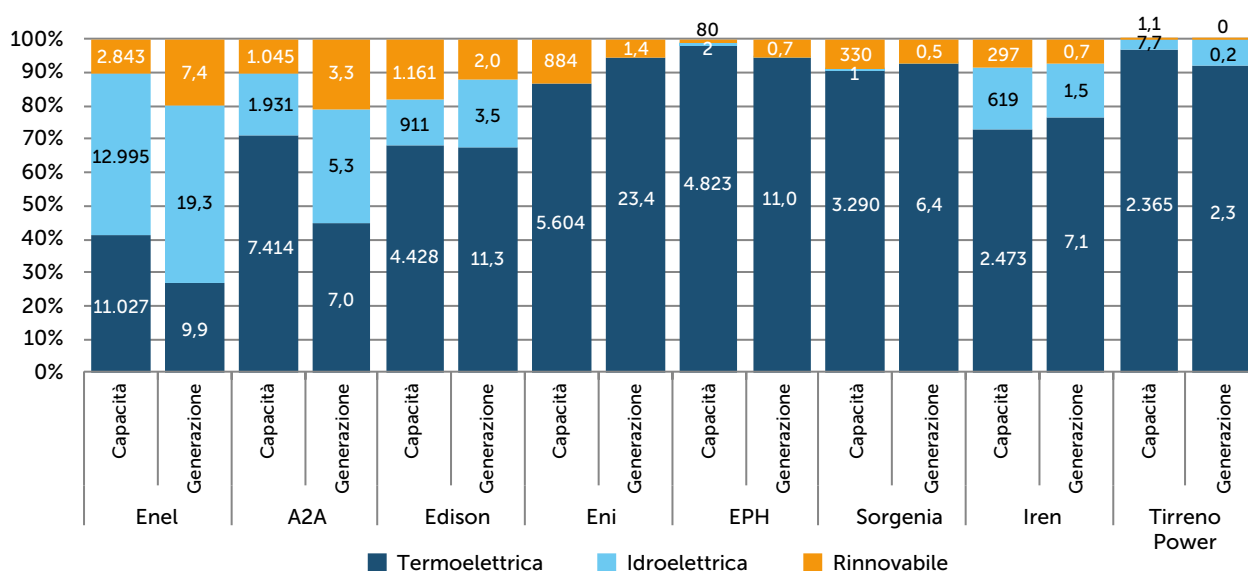
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

⁵ Si ricorda che la composizione dei soggetti partecipanti alla rilevazione da cui vengono estratti i dati presentati nella tavola (e nell'intero paragrafo) non è necessariamente la stessa da un anno all'altro. Pertanto, i confronti non sono sempre corretti.

La composizione societaria degli operatori della generazione riguarda quelli tra loro che hanno partecipato alla rilevazione relativa al 2024 e che hanno aggiornato i soci nell'apposita sezione dell'Anagrafica operatori. Le quote del capitale sociale delle imprese che producono energia elettrica (e che non sono quindi enti pubblici o ditte individuali), sono detenute per più della metà da persone fisiche (52,2%), quindi da società diverse (39,5%) ed enti pubblici (1,5%). Relativamente alla nazionalità dei soci che possiedono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 5,5%⁶ che è detenuto direttamente da soggetti di origine straniera. Gli operatori di questo segmento della filiera elettrica sono particolarmente dinamici con cessioni e acquisizioni di impianti nonché incorporazioni di imprese che hanno riguardato anche i grandi gruppi industriali.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale tra le diverse fonti sia in termini di capacità, sia in termini di generazione.

FIG. 2.2 Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2024 (capacità in MW; generazione in TWh)



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano il contributo (calcolato sul totale della generazione rilevato nell'Indagine annuale) dei principali gruppi societari nella produzione termoelettrica e rinnovabile e il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione.

Nel 2024 Eni si conferma primo operatore nella generazione termoelettrica coprendo il 18,5% della produzione nazionale lorda (16,5% nel 2023), mentre per Enel, che per l'anno di riferimento risulta essere il quarto operatore, la quota è pari al 7,8% (lo scorso anno era al 15,2%). Enel non è più il maggior utilizzatore del carbone impiegato nella generazione, con una quota praticamente dimezzata (37,7% contro il 76,5% del 2023), così come la sua quota di energia elettrica prodotta con gas naturale si è ridotta rispetto all'anno prima passando dal 9,8% al 7,4%. Anche il gruppo Edison nell'ultimo anno ha diminuito la produzione termoelettrica passando dall'11,4% del 2023 all'8,9% del 2024, con una flessione sulla produzione da gas naturale pari al 3,8%.

⁶ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

Il principale utilizzatore di gas naturale rimane il gruppo Eni con la quota di produzione da questa fonte pari al 19,7%, tra l'altro in aumento rispetto agli ultimi due anni (16,4% nel 2022 e 18,9% nel 2023). Gli altri operatori, quelli cioè di cui non viene esplicitata la ragione sociale nella tavola, ricoprono il 20,6% di produzione da gas naturale, in leggero aumento rispetto al 2023 quando la medesima quota era pari al 19,4%.

La quota maggiore di generazione da prodotti petroliferi è relativa ad A2A che conta per il 59,6% della produzione totale derivata da questo tipo di combustibile, in calo rispetto al 67,7% del 2023. Per quello che riguarda, infine, la produzione da altre fonti, si rilevano i contributi di Saras, Eni, G.O.I. Energy e Acciaierie d'Italia Holding per i quali il contributo è pari rispettivamente al 45%, 13,7%, 12,6% e 7,1% del totale nazionale rilevato.

TAV. 2.6 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2024

GRUPPI	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)	TOTALE
Eni	-	1,0%	19,7%	13,7%	18,5%
Edison	-	-	10,0%	0,2%	8,9%
Energeticky a Prumislavy Holding (EPH)	62,3%	-	7,6%	-	8,7%
Enel	37,7%	6,2%	7,4%	-	7,8%
Iren	-	-	6,2%	1,5%	5,6%
A2A	-	59,6%	5,8%	0,1%	5,5%
Sorgenia	-	-	5,7%	-	5,1%
Engie	-	-	5,5%	0,4%	4,9%
Saras	-	11,2%	-	45,0%	3,4%
Axpo Group	-	-	3,1%	-	2,8%
Alpiq	-	-	2,5%	-	2,2%
Acciaierie d'Italia Holding	-	-	1,6%	7,1%	1,9%
Tirreno Power	-	-	2,1%	-	1,9%
Ergosud	-	-	1,7%	-	1,5%
G.O.I. Energy	-	3,4%	0,5%	12,6%	1,4%
Altri operatori	-	18,5%	20,6%	19,4%	19,8%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Comprende oli combustibili BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, oli combustibili ATZ e MTZ, altri prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore, l'espansione di gas compresso, altri combustibili.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Enel si conferma, per contro, il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili dove fornisce il 22,6% della generazione lorda nazionale (tale percentuale è calcolata sul totale della generazione rilevata nell'ambito delle indagini annuali), detenendo una quota significativa nell'idroelettrico (35,9% ancora in diminuzione rispetto ai due anni precedenti) e la totalità di quelle nel geotermico. La tavola 2.7 consente di apprezzare come tra i principali 15 gruppi che hanno contribuito alla produzione da energia rinnovabile vi sia anche Eni che è il decimo operatore con generazione da eolico, solare e bioenergie. Come già osservato in passato, tra i principali gruppi appare significativa, in aumento rispetto al 2023, la quota nell'eolico di Erg (11,4% contro 10,5% del 2023), nonché quella di Edison che è pari all'8,1%, in diminuzione rispetto all'anno precedente (9,3%); seguono Enel, Alerion ed Eni.

Per quello che riguarda il solare, la quota più importante dell'intera produzione è quella del gruppo Tages che è pari al 6,2% della generazione da questa tipologia di fonte, seguito da EF Solare Italia (4,9%) e da A2A. Agli altri produttori, compresi quelli con quote più significative nella produzione da fonte solare, si attribuisce il 77,8% della produzione nazionale rilevata nell'Indagine annuale.

Relativamente alle bionergie, infine, da notare come il gruppo A2A abbia aumentato ancora il suo contributo, arrivando al 14,7% (la quota era pari al 13,5% nel 2023), mentre il 74,2% della produzione deriva dai produttori di più piccola dimensione.

TAV. 2.7 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2024

GRUPPO SOCIETARIO	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE	TOTALE
Enel	35,9%	100,0%	6,2%	1,4%	0,7%	22,6%
A2A	9,8%	-	1,8%	2,1%	14,0%	7,3%
Edison	6,4%	-	8,1%	1,1%	0,2%	4,6%
Alperia	9,4%	-	-	0,0%	-	4,3%
Dolomiti Energia	9,3%	-	-	0,0%	-	4,2%
C.V.A.	6,1%	-	1,2%	0,8%	-	3,1%
ERG	0,0%	-	11,4%	1,3%	-	2,3%
Iren	2,8%	-	-	1,6%	2,1%	1,9%
Marseglia Group	-	-	-	0,2%	8,0%	1,3%
Eni	-	-	5,2%	1,2%	0,5%	1,2%
Tages	-	-	0,5%	6,2%	-	1,1%
Alerion	-	-	5,5%	0,0%	-	1,0%
RWE	-	-	4,5%	-	-	0,8%
EF Solare Italia	-	-	-	4,9%	-	0,8%
Engie	-	-	2,8%	1,3%	0,3%	0,8%
Altri operatori	20,4%	0,0%	52,6%	77,8%	74,2%	42,7%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.8, per contro, consente di apprezzare le quote dei cinque maggiori gruppi per singola fonte nell'anno 2024, mettendo in evidenza anche quest'anno, che sono tendenzialmente i gruppi maggiori dell'intero rinnovabile ad avere anche le quote più rilevanti sulle varie fonti.

TAV. 2.8 Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2024

FONTE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
Idroelettrico	35,9% Enel	9,8% A2A	9,4% Alperia	9,3% Dolomiti Energia	6,4% Edison
Geotermoelettrico	100,0% Enel	-	-	-	-
Eolico	11,4% Erg	8,1% Edison	6,2% Enel	5,5% Alerion	5,2% Eni
Solare	6,2% Tages	4,9% EF Solare Italia	4,3% Sonnedix	2,1% A2A	1,6% Iren
Bioenergie	14,0% A2A	8,0% Marseglia Group	5,0% Hera	3,7% EPH	3,4% San Marco Bioenergie

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.9 Presenza territoriale degli operatori nel 2024

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Piemonte	2.338	400	44,5%	48,9%
Valle d'Aosta	69	5	83,4%	85,3%
Liguria	149	45	70,1%	77,1%
Lombardia	4.019	1.187	26,9%	38,5%
Trentino-Alto Adige	898	149	60,6%	62,4%
Veneto	2.351	645	51,3%	43,9%
Friuli-Venezia Giulia	585	125	60,5%	58,2%
Emilia-Romagna	2.488	685	53,7%	53,3%
Toscana	737	174	66,9%	49,9%
Lazio	614	121	38,9%	54,6%
Marche	994	149	21,9%	19,0%
Umbria	322	55	78,1%	71,5%
Abruzzo	583	83	57,3%	51,5%
Molise	122	14	58,1%	66,7%
Campania	539	130	34,6%	40,3%
Puglia	1.168	83	44,7%	34,8%
Basilicata	344	24	15,4%	16,3%
Calabria	202	18	64,9%	54,8%
Sicilia	643	82	43,7%	43,0%
Sardegna	352	42	69,2%	48,9%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Guardando alla distribuzione territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.9), come di consueto, la Lombardia si è confermata come regione con il maggior numero di operatori (4.019 contro i 3.562 del 2023), seguita da Emilia-Romagna con 2.488 operatori (2.286 nel 2023), Veneto con 2.351 soggetti produttori contro i 2.069 dell'anno precedente e Piemonte con 2.338 rispetto ai 2.102 del 2023.

Relativamente ai livelli di concentrazione, nella generazione elettrica il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica si registra in Basilicata, Marche e Lombardia con il C3 (la quota dei primi tre operatori) che è rispettivamente pari a 15,4%, 21,9% e 26,9%, mentre il livello più alto è in Valle d'Aosta con il C3 pari all'83,4%. In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Marche, Puglia e Lombardia, mentre quelli più alti si registrano in Valle d'Aosta, Umbria, Molise e Trentino-Alto Adige.

Nella tavola 2.10, infine, viene ripartita la generazione lorda (i cui valori sono stati rilevati nell'ambito dell'Indagine annuale) per zona di mercato e fonte. A eccezione della zona Centro Nord (Toscana e Marche), Centro Sud (Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria) e Sud (Molise, Puglia e Basilicata) il termoelettrico convenzionale contribuisce sempre per oltre il 50% alla generazione lorda, ma con quote in diminuzione rispetto all'anno precedente. Nella zona Centro Nord, per contro, risulta molto rilevante anche il termoelettrico rinnovabile che copre il 37% della generazione lorda, mentre nelle altre zone questa tipologia di fonte non arriva oltre il 9,2% della Calabria.

TAV. 2.10 Quota di generazione lorda per zona di mercato e fonte nel 2024

AREA	IDROELETTRICO	RINNOVABILE NON PROGRAMMABILE ^(A)	TERMoeLETTRICO RINNOVABILE ^(B)	TERMoeLETTRICO CONVENZIONALE ^(C)	TOTALE
Centro Nord	6,3%	10,1%	37,0%	46,5%	100%
Centro Sud	16,2%	29,8%	8,2%	45,7%	100%
Nord	35,3%	5,4%	8,6%	50,8%	100%
Sardegna	3,2%	26,2%	3,8%	66,9%	100%
Sicilia	2,1%	37,9%	1,2%	58,8%	100%
Sud	1,2%	42,2%	7,6%	49,0%	100%
Calabria	6,2%	19,4%	9,2%	65,2%	100%
TOTALE	22,0%	16,5%	9,7%	51,8%	100%

(A) Solare ed eolico.

(B) Geotermico + bioenergie (compresi RSU).

(C) Include RSU non biodegradabili.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La generazione da fonti rinnovabili non programmabili (solare ed eolico) oscilla per contro dalla quota del 42,2% della zona Sud a quella del 5,4% della zona Nord e rappresenta il 16,5% della generazione a livello nazionale. L'idroelettrico, infine, è la fonte che copre il 35,3% della generazione nazionale della zona Nord, seguita dalla zona Centro Sud dove questa tipologia di fonte copre il 16,2% della produzione lorda. Nelle altre zone l'idroelettrico pesa al massimo per il 6,3% (Centro Nord) fino al minimo pari all'1,2% della zona Sud.

Produzione incentivata

In Italia convivono tuttora molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, mentre altri (quali gli incentivi di cui al provvedimento CIP 6/92 e i certificati verdi) non trovano più applicazione.

Mentre il provvedimento CIP 6/92 ha esaurito i propri effetti, i certificati verdi (CV) sono stati sostituiti da un *feed in premium*⁷ variabile a una via (cioè definito in funzione dei prezzi medi di mercato dell'anno precedente ma con valore minimo a 0 euro/MWh), differenziato per fonte per il tramite di coefficienti moltiplicativi, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno precedente.

Le tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)⁸, di cui alla legge n. 244/2007, sono invece applicate all'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012⁹. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende dalla quantità di energia elettrica incentivata e dai prezzi medi di mercato dell'anno: nel caso in cui i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive siano inferiori rispetto ai ricavi che ottiene dalla vendita di tale energia sui mercati all'ingrosso (com'è avvenuto nel 2022), tale costo può diventare negativo.

I cosiddetti "conti energia" per impianti fotovoltaici sono cinque, istituiti da altrettanti decreti ministeriali approvati tra il 2005 e il 2012. Ai conti energia non è più possibile accedere, ma essi continuano ad avere effetti per gli impianti che hanno acquisito i relativi diritti. Più in dettaglio:

- i primi quattro decreti (con alcune eccezioni nel quarto) hanno previsto un premio (*feed in premium*) costante per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende solo dalla quantità di energia elettrica prodotta da tali impianti e quindi incentivata;
- il quinto decreto ha previsto due tipi di incentivazione: la modalità *feed in tariff* per gli impianti di potenza fino a 1 MW e la modalità *feed in premium* variabile a una via (pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) per tutti gli altri impianti. In aggiunta il decreto ha stabilito anche un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito. Come appena visto, il costo annuale per la collettività degli incentivi in modalità *feed in tariff* dipende dalla quantità di energia elettrica prodotta e dai prezzi medi di mercato (e può divenire negativo quando i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive siano inferiori rispetto ai ricavi che ottiene per la vendita di tale energia sui mercati all'ingrosso), mentre al più si azzerava nel caso del *feed in premium* variabile.

Successivamente sono stati approvati nuovi decreti ministeriali recanti incentivazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, tra il 2012 e il 2024; da ultimo è stato approvato il recente decreto ministeriale 30 dicembre 2024 (c.d. FER X transitorio) che troverà applicazione nel corso del 2025. Più in dettaglio:

⁷ *Feed in premium* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

⁸ *Feed in tariff* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete, include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

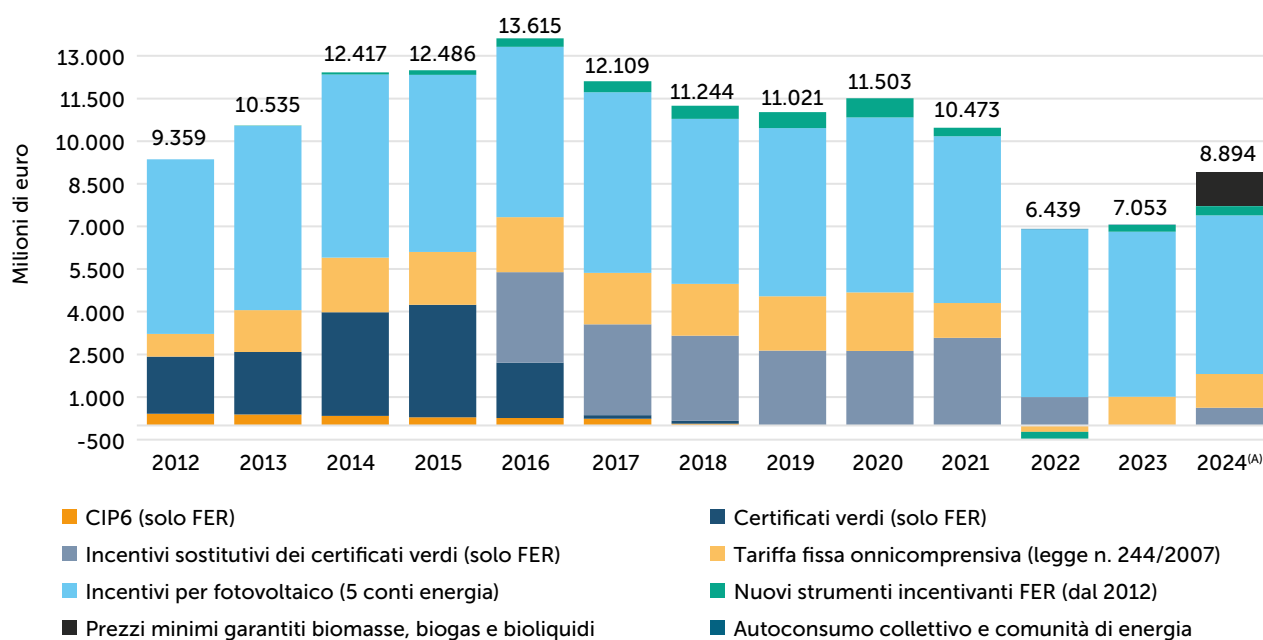
⁹ A eccezione di quanto previsto dall'articolo 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

- il decreto interministeriale 6 luglio 2012 ha trovato applicazione per impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici e ha previsto *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e *feed in premium* variabile a una via (pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) nel caso degli altri impianti;
- il decreto interministeriale 23 giugno 2016 sostiene gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici e ha previsto *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 500 kW, *feed in premium* variabile a una via (pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) nel caso degli impianti ammessi tramite procedure concorsuali, e *feed in premium* variabile a due vie (pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) per gli altri impianti;
- il decreto interministeriale 4 luglio 2019 ha incentivato impianti fotovoltaici con potenza superiore a 20 kW, eolici *on-shore*, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, prevedendo *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW e *feed in premium* variabile a due vie (pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) nel caso degli altri impianti. Inoltre ha stabilito ulteriori premi addizionali cumulabili:
 - per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici fino a 1 MW i cui moduli fotovoltaici siano installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali in eternit o in amianto (premio addizionale pari a 12 €/MWh);
 - per la quota di energia elettrica prodotta e consumata in sito (premio addizionale pari a 10 €/MWh) nel caso di impianti di produzione di potenza fino a 100 kW su edifici, a condizione che l'energia elettrica autoconsumata su base annua sia superiore al 40% della produzione netta dell'impianto;
- il decreto ministeriale 22 dicembre 2023 è dedicato agli impianti agrivoltaici e prevede *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 200 kW e *feed in premium* variabile a due vie (pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) nel caso degli altri impianti;
- il decreto interministeriale 19 giugno 2024 incentiva gli impianti alimentati da fonti rinnovabili innovativi o con costi di generazione elevati che presentino caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio. Esso prevede *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 300 kW e *feed in premium* variabile a due vie (pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) nel caso degli altri impianti.

Inoltre, i decreti ministeriali 16 settembre 2020 e 7 dicembre 2023 hanno previsto incentivi per il cosiddetto autoconsumo diffuso da fonti rinnovabili in configurazioni per l'autoconsumo individuale su rete pubblica, in configurazioni per l'autoconsumo collettivo in edifici e condomini e nelle comunità energetiche. Mentre il primo decreto ha introdotto *feed in premium* costanti, il secondo ha previsto un *feed in premium* in parte costante e in parte variabile a una via.

Infine, il decreto-legge n. 57/2023 ha previsto prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biomasse e da biogas che hanno terminato il periodo di diritto agli incentivi precedentemente spettanti o rinunciano agli incentivi in essere, con l'obiettivo di coprire i costi di esercizio; il decreto-legge n. 181/2023 ha statuito prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da bioliquidi, anche a integrazione degli incentivi tuttora in corso, con l'obiettivo di coprire i costi di esercizio. Tali prezzi minimi garantiti sono poi stati quantificati e implementati dall'Autorità¹⁰.

10 Rispettivamente con le delibere 9 aprile 2024, 132/2024/R/eel, e 23 luglio 2024, 306/2024/R/eel.

FIG. 2.3 Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

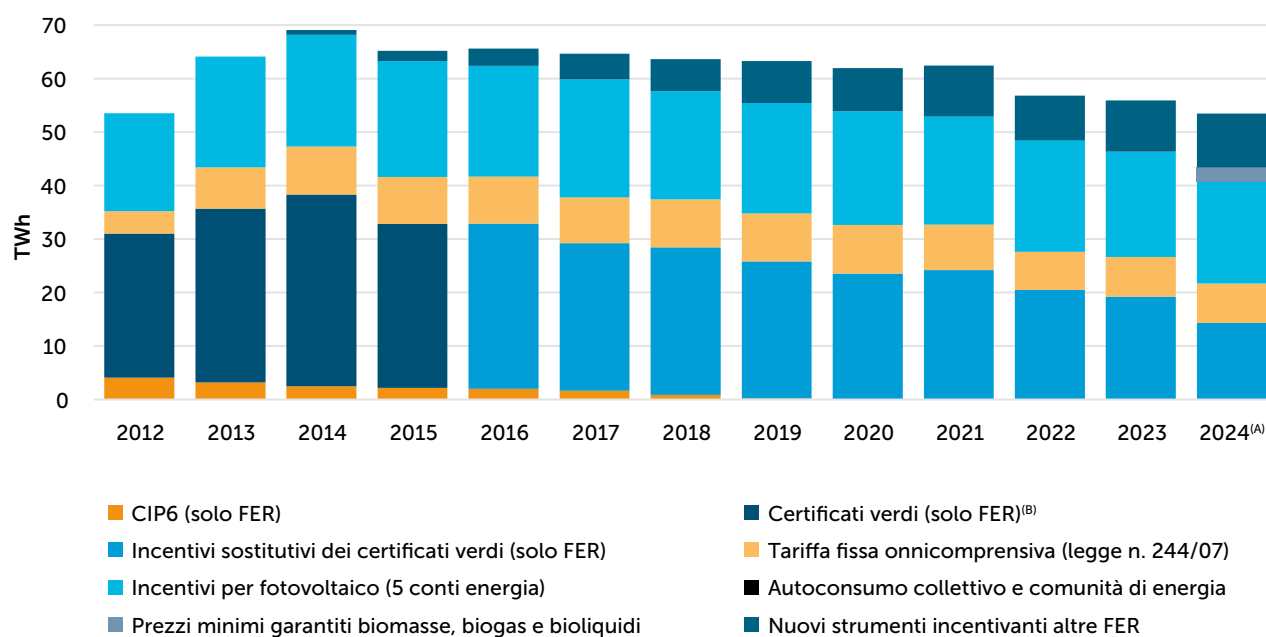
(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

La figura 2.3 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili, espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

Complessivamente, nel 2024 l'incentivazione delle fonti rinnovabili è costata circa 8,9 miliardi di euro, in aumento rispetto all'anno precedente. Le risorse per il sostegno alle fonti rinnovabili sono in generale poste a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} . A valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate sono posti anche i costi relativi ai regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto). Nel periodo compreso tra il 1° ottobre 2021 e il 31 marzo 2023 tali costi sono stati posti a carico della fiscalità generale.

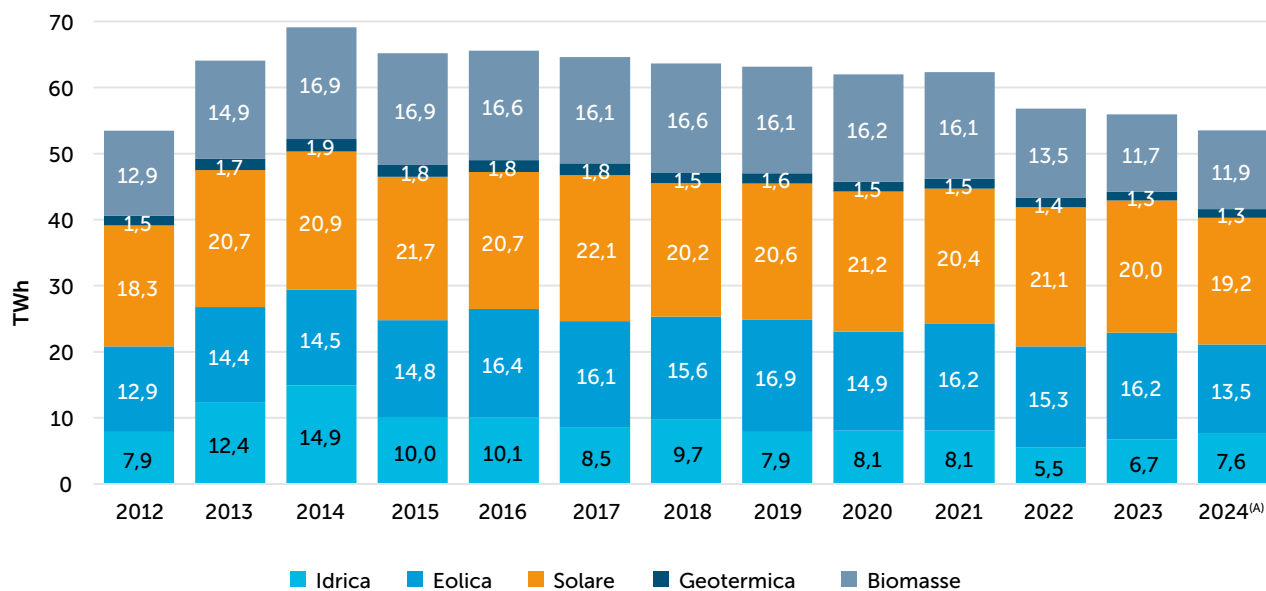
Nel 2024 gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica pari a circa 53,5 TWh, il 36% della quale è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 25% da impianti eolici, il 22% dalle biomasse, il 14% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica (Fig. 2.5). Rispetto al 2023, l'idrico e le biomasse hanno registrato un piccolo aumento, rispettivamente di 0,9 e 0,2 TWh, mentre le altre fonti hanno registrato un calo. In particolare, è diminuita la produzione incentivata proveniente da impianti eolici (-2,7 TWh) e quella da fonte solare (-0,8 TWh).

FIG. 2.4 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante

(A) Dati preconsuntivi.

(B) In relazione ai certificati verdi, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno perché i certificati verdi emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

FIG. 2.5 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte

(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

Importazioni nette

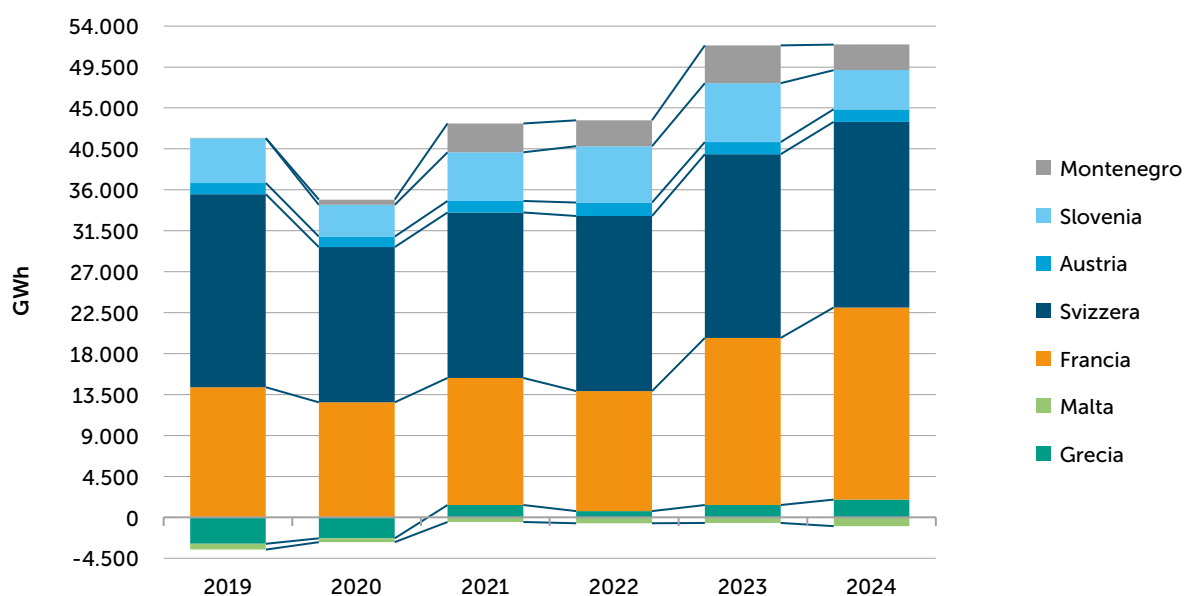
Come si è visto nelle pagine precedenti, nel 2024 la richiesta di energia elettrica è tornata a crescere, dopo due anni consecutivi di calo, registrando un aumento del 2,3% rispetto all'anno precedente. Nonostante il fabbisogno complessivo di elettricità sia aumentato, il saldo estero ha registrato un lieve calo rispetto al 2023: le importazioni nette, infatti, dai 51,3 TWh del 2023 sono scese a 51 TWh nel 2024 (-0,5%).

Più in dettaglio, nel 2024 le importazioni sono cresciute ancora di circa 1,3 TWh rispetto all'anno precedente, essendo passate da 54,6 a 55,9 TWh (+2,4%). Però anche le esportazioni sono aumentate, e in misura percentualmente più elevata, da 3,3 a 4,9 TWh (+47,8%); di conseguenza il forte incremento del saldo estero registrato nel 2023 non si è ripetuto nel 2024. Se nel 2023 l'elettricità estera entrata nel sistema italiano era cresciuta del 19,2%, nel 2024 è diminuita dello 0,5%.

Nel 2024, la richiesta di energia elettrica (nei dati provvisori di Terna) è stata di 312,7 TWh: la copertura del fabbisogno nazionale da parte dell'elettricità estera è quindi lievemente scesa al 16,3% dal 16,8% registrato lo scorso anno, ma resta una delle più alte degli ultimi vent'anni.

Rispetto al 2023, nel 2024 abbiamo importato circa 2,6 TWh in più dalla Francia, circa 500 GWh in più dalla Svizzera, in netto calo invece le importazioni dalla Slovenia (circa 1,6 TWh in meno), da Malta e dal Montenegro.

FIG. 2.6 Importazioni nette di energia elettrica per frontiera



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna (provvisori per l'ultimo anno).

In conseguenza delle variazioni nei volumi, sono leggermente mutate rispetto agli anni scorsi le quote di importazione: nel 2024 è la Francia il paese da cui proviene la maggior parte (41,4%) del nostro saldo estero, a seguire troviamo la Svizzera con una quota pari al 40% e subito dopo la Slovenia, con l'8,4% (Fig. 2.6).

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

In Italia, la trasmissione elettrica avviene per mezzo di circa 75.550 km di linee e circuiti elettrici e 920 stazioni di smistamento e di conversione (Tav. 2.11). Nel 2024 le imprese titolari di asset della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono otto, come nel 2023. Oltre a Terna - Rete Elettrica Nazionale e Rete, la società del gruppo Terna nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello stato italiano, sono presenti nella trasmissione elettrica: Eneco Valcanale¹¹, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (*Austrian Power Grid*), la società Terna Crna Gora controllata al 100% da Terna, nonché le società Monita Interconnector, la società Piemonte Savoia (Pi.Sa.), costituite da Terna per la realizzazione e la gestione di infrastrutture di interconnessione; la società Resia Interconnector, i cui asset fanno parte del collegamento di interconnessione con l'Austria entrato in esercizio a dicembre 2023 e, infine, la società Brulli Trasmissione Unipersonale, con sede a Reggio Emilia, che gestisce una stazione a 380 kV a Voghera (PV).

TAV. 2.11 Asset della Rete di trasmissione nazionale (dati al 31 dicembre dell'anno indicato)

OPERATORI, LINEE E STAZIONI	2020	2021	2022	2023	2024
Numero operatori di rete	11	8	7	8	8
LINEE					
Linee 380 kV (km)	11.225	11.315	11.349	11.372	11.389
Linee 220 kV (km)	10.825	11.061	11.079	11.100	11.063
Linee ≤ 150 kV (km)	48.913	50.263	50.135	50.183	50.244
Linee 500 kV a corrente continua (km)	1.480	1.490	1.490	1.490	1.545
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	255
Linee 320 kV a corrente continua (km)			95	190	190
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	86	862	862	862
STAZIONI^(A)					
Numero stazioni 380 kV	174	175	176	180	176
Numero stazioni 220 kV	151	155	154	155	152
Numero stazioni ≤ 150 kV	578	580	583	587	592

(A) Nel conteggio delle stazioni 380 kV e 220 kV sono incluse anche le stazioni di conversione dei collegamenti in corrente continua esistenti e assimilabili per livello di tensione.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

¹¹ Eneco Valcanale, che possiede 6,6 km delle linee ≤ 150 kV, è considerato tra gli operatori di rete nonostante non abbia ancora richiesto a Terna l'inclusione nell'RTN della *merchant line* Austria, così come previsto dal decreto di esenzione n. 290/ML/3/2010.

Per favorire lo sviluppo del mercato unico dell'energia elettrica nell'Unione europea e, quindi, il potenziamento della capacità di interconnessione tra i diversi paesi, la normativa comunitaria ha stabilito che possono partecipare alla realizzazione di infrastrutture di interconnessione con l'estero anche soggetti distinti dai gestori delle reti, che siano disposti a finanziare specifiche interconnessioni in cambio dei benefici loro derivanti dall'ottenimento di un'esenzione dall'accesso di terzi sulla nuova capacità di trasporto che le infrastrutture rendono disponibile. La normativa italiana ha recepito le indicazioni europee nella legge n. 99 del 23 luglio 2009 e ha affidato a Terna il compito di selezionare, sulla base di gare pubbliche, tali società. In questo quadro sono stati realizzati i collegamenti con il Montenegro, territorio con il quale l'interconnessione è entrata in esercizio nel dicembre 2019, con la Francia, paese verso il quale il collegamento HVDC Piossasco-Grand-Île è entrato in servizio a novembre 2022 e con l'Austria, territorio verso il quale la costruzione dell'interconnessione è stata avviata alla fine del 2020.

La società Monita Interconnector è stata costituita per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro di cui ora gestisce la manutenzione e l'esercizio, ed è stata ceduta dal gruppo Terna a finanziatori privati alla fine del 2019 a fronte del pagamento di un corrispettivo annuale. Analogamente, la società Piemonte Savoia Pi.Sa. è titolare dell'autorizzazione per la realizzazione e per la gestione della *merchant line* del collegamento HVDC Piossasco-Grand Île che collega l'Italia alla Francia, entrato in servizio nel novembre 2022; Terna ha ceduto anche tale società a finanziatori privati nel 2017 in accordo a quanto previsto dalla legge n. 99/2009.

Da ultimo, nel dicembre 2023 è entrato in esercizio il collegamento di interconnessione in corrente alternata con l'Austria. Il nuovo elettrodotto a 220 kV, lungo 28 chilometri, è stato realizzato interamente in cavo interrato e collega la stazione elettrica di Nauders, in Austria, con la stazione elettrica di Glorenza in val Venosta. L'opera consente a Italia e Austria di aumentare la capacità di interscambio elettrico di 300 MW, raddoppiando quella precedente. Per la parte italiana, l'intervento, che rientra nel quadro normativo definito dall'art. 32 della legge 99/2009, è stato promosso dalla società Resia con cui Terna ha sottoscritto un *framework* contrattuale a titolo oneroso che ne regola la realizzazione, l'esercizio e la manutenzione.

Gli asset nelle proprietà di Monita Interconnector, di Pi.Sa. e di Resia Interconnector godono di un periodo di esenzione all'accesso dei terzi della durata di dieci anni a partire dall'entrata in esercizio commerciale della *merchant line*, in virtù di decreti di esenzione emanati dal Ministero dello sviluppo economico e dal Ministero per la transizione ecologica (oggi Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica)¹²; al termine del periodo di esenzione la titolarità della porzione di rete oggetto dell'esenzione e ricadente in territorio italiano dovrà essere trasferita a Terna.

Il gruppo Terna possiede quasi interamente le infrastrutture di trasmissione che fanno parte dell'RTN (elettrodotti nazionali e stazioni elettriche). La partecipazione di controllo del 29,851% di Terna è detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti¹³. A parte la quota statale (per il tramite di CDP Reti) e uno 0,2% di azioni proprie, il restante 69,95% del capitale appartiene al mercato, di cui il 56,1% è posseduto da investitori istituzionali. Considerando tutti gli azionisti, a febbraio 2025 le azioni di Terna sono detenute per il 47,6% da azionisti

¹² Decreto direttoriale n. 290/ML/7/2019 del 5 settembre 2019 di esenzione dalla disciplina sull'accesso dei terzi per quota parte della totale capacità generata dalla linea di interconnessione tra Villanova (PE)-Lastva (Montenegro), e decreto direttoriale 20 luglio 2016, n. 290/ML/6/2016 di esenzione per la "linea privata" di interconnessione di Piossasco (Italia)-Grande Île (Francia) e decreto direttoriale 18 maggio 2021 di esenzione per una quota di potenza pari a 150 MW relativamente alla porzione italiana dell'interconnector Italia-Austria denominato "Interconnector Passo Resia".

¹³ Il capitale di CDP Reti è posseduto per il 59,1% dalla Cassa depositi e prestiti, per il 35,0% da State Grid Europe Limited, società controllata da State Grid Corporation of China e per il 5,9% da altri investitori istituzionali italiani.

italiani e per il restante 52,4% da investitori esteri, localizzati prevalentemente negli Stati Uniti e in Canada (24,7%), in Europa (14%), nel Regno Unito e in Irlanda (7,3%).

Relativamente alla composizione degli impianti di trasmissione elettrica, nel corso del 2024 si sono registrate lievi variazioni delle linee rispetto all'anno precedente: quelle a 380 kV sono aumentate di 18 km, quelle a 220 kV sono diminuite di 37 km, quelle con tensione inferiore a 150 kV sono cresciute di 61 km; nel caso delle linee in corrente continua si rileva solo l'incremento di 54 km delle linee a 500 kV. Rispetto al 2023 il numero delle stazioni elettriche è complessivamente diminuito di 2 unità; più in dettaglio se ne contano 4 in meno tra quelle a 380 kV, 3 in meno tra quelle a 220 kV e 5 in più tra quelle inferiori a 150 kV.

La capacità italiana di interconnessione con l'estero è principalmente collocata sulla frontiera Nord del territorio nazionale e collegata con i quattro paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia. La nuova interconnessione in corrente alternata con l'Austria ha fatto crescere il valore nominale complessivo della capacità di scambio (*net transfer capacity* - NTC) in inverno sulla frontiera Nord da 10.135 a 10.435 MW in ingresso (importazione) e da 4.565 a 4.665 MW in uscita (esportazione). Analogamente, le capacità estive, per l'importazione e per l'esportazione, sono aumentate nella stessa misura: +300 MW in ingresso e + 100 MW in uscita (Tav. 2.12).

I valori della capacità NTC esposti nella tavola sono valutati di concerto con i gestori delle reti confinanti e sono validi per le ore di picco (dalle 7 alle 23) dei giorni dal lunedì al sabato. Nelle ore *off-peak* – dalle 23 alle 7 di tutti i giorni e per l'intera durata dei giorni festivi – la capacità d'importazione NTC sulla frontiera Nord si riduce leggermente a 9.620 MW in inverno e a 8.300 MW in estate (rispettivamente, la capacità scende del 7,8% in inverno e del 6,8% in estate). La capacità di scambio totale, tuttavia, comprende anche 500 MW da/verso la Grecia, nonché 600 MW da/verso il Montenegro.

TAV. 2.12 Capacità di interconnessione con l'estero (in MW; capacità nei giorni da lunedì a sabato e nelle ore di picco (7:00-23:00))

CONFINE	INVERNO			ESTATE		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025
Francia	4.485	4.485	4.485	4.044	4.044	4.044
Svizzera	4.572	4.572	4.572	3.747	3.747	3.747
Austria	325	625	625	280	580	580
Slovenia	753	753	753	534	534	534
Totale Frontiera Nord	10.135	10.435	10.435	8.605	8.905	8.905
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
TOTALE IMPORTAZIONE	11.235	11.535	11.535	9.705	10.005	10.005
Francia	1.995	1.995	1.995	1.870	1.870	1.870
Svizzera	1.810	1.810	1.810	1.440	1.440	1.440
Austria	100	200	200	80	180	180
Slovenia	660	660	660	620	620	620
Totale Frontiera Nord	4.565	4.665	4.665	4.010	4.110	4.110
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
TOTALE ESPORTAZIONE	5.665	5.765	5.765	5.110	5.210	5.210

Fonte: Terna.

In quanto *Transmission System Operator* italiano, Terna è responsabile della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete elettrica nazionale ed è tenuta a sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi. Come si è appena visto, l'Italia è interconnessa elettricamente con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia, il Montenegro e la Grecia. Relativamente ai progetti di sviluppo dell'interconnessione con l'estero, Terna deve definirne le linee tenendo conto della necessità di potenziamento delle reti nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio, oltre che degli eventuali progetti realizzati da soggetti privati.

Nell'agosto 2023 in Corsica e in Italia subito dopo¹⁴ è stato autorizzato il progetto definitivo del collegamento ad altissima tensione in corrente continua (HVDC) SA.CO.I.3, che consiste nel rinnovo e ammodernamento dell'attuale collegamento (denominato SA.CO.I.2) tra la Sardegna, la Corsica e la Toscana, che consentirà di utilizzare una capacità di trasporto complessiva fino a 400 MW. Quest'opera ha ricevuto anche un contributo di 200 milioni di euro nell'ambito del PNRR. Il collegamento originale tra la Sardegna e la Toscana entrò in servizio alla fine degli anni '60, e fu il primo collegamento ad alta tensione a 200 kV in corrente continua al mondo. Il rinnovo dell'opera, inserita già dal 2017 nella terza lista dei Progetti di interesse comune della Commissione europea, prevede la realizzazione di due stazioni di conversione adiacenti alle esistenti, la posa di cavi sottomarini e interrati (circa 140 km) dagli approdi alle stazioni elettriche utilizzando, dove possibile, l'infrastruttura esistente. L'entrata in servizio del SA.CO.I.3 è prevista per il 2029. Nel 2024 Terna ha firmato il contratto per la fornitura delle stazioni di conversione e avviato le ultime fasi di demolizioni nell'area SA.CO.I.3 della stazione elettrica di Suvereto. Sono stati inoltre avviati i cantieri per i punti di approdo dei cavi marini in Sardegna e Toscana e preparati quelli per la linea aerea in Corsica.

Relativamente allo sviluppo di infrastrutture verso l'estero è da segnalare anche il progetto ELMED, il collegamento da 500 kV in corrente continua HVDC che collegherà l'Italia, (in provincia di Trapani) e la Tunisia (nella località di Capo Bon), permettendo uno scambio di potenza fino a 600 MW. Si tratta del primo progetto di interconnessione elettrica tra Europa e Nord Africa. Sviluppato da Terna in collaborazione con la società STEG, che è il gestore della rete tunisino, il progetto prevede un'interconnessione lunga circa 230 km, di cui 200 circa in cavo sottomarino, la cui entrata in esercizio è prevista per il 2028. Dal 2017 ELMED è stato riconosciuto come progetto infrastrutturale transfrontaliero strategico per l'Unione europea ed è stato identificato come Progetto di interesse comune (PCI) dalla Commissione europea. ELMED è infatti presente anche nella Sesta Lista PCI/PRI dei Progetti di interesse comune (PCI) e dei progetti di reciproco interesse (PRI), adottata nel novembre 2023¹⁵ dalla Commissione europea, lista che si rinnova ogni due anni con l'obiettivo di integrare i mercati europei dell'energia e diversificare le fonti. Negli anni scorsi il progetto ha ricevuto finanziamenti da parte della Banca mondiale¹⁶ e della Commissione europea; nell'agosto 2023 quest'ultima ha stanziato 307 milioni di euro (sui circa 850 che sono previsti come costo complessivo per l'Italia) nell'ambito del programma *Connecting Europe Facility*. L'opera è stata autorizzata dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, con decreto del 10 maggio 2024¹⁷, e con decreto del Capo del Governo tunisino in data 4 luglio 2024. Successivamente, nell'ottobre 2024, è stato attivato lo *Steering Committee di Progetto*, che è previsto dal *Consortium Agreement*, cioè l'insieme delle regole e delle procedure che riguardano la gestione e il governo del progetto, stipulato fra Terna e STEG nel 2023.

14 Con il decreto direttoriale del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 239/EL-430/390/2023 del 22 settembre 2023.

15 L'elenco dei Progetti di interesse comune PCI e dei progetti di reciproco interesse PRI – sesta lista PCI/PRI – è stato adottato secondo le nuove regole in data 28 novembre 2023 e pubblicato con atto delegato della Commissione UE in data 8 aprile 2024.

16 Nel giugno 2023 la Banca mondiale ha approvato un finanziamento di 268,4 milioni di dollari alla Tunisia per la realizzazione della stazione di conversione e per le operazioni di rinforzo della rete tunisina funzionali all'esercizio dell'interconnessione.

17 Decreto direttoriale 239/EL-532/404/2024 del 10 maggio 2024.

Nel Piano di sviluppo 2023 figurano, inoltre, il raddoppio della connessione elettrica con la Grecia e le linee in alta tensione tra Italia-Svizzera, Italia-Francia e Italia-Austria.

Per quanto riguarda i progetti di sviluppo interni, invece, nel 2024 è proseguita la realizzazione del Tyrrhenian Link, il collegamento tra Sardegna, Sicilia e Campania tramite due linee elettriche sottomarine in corrente continua di circa 970 km di lunghezza e 1.000 MW di potenza, per il quale, nel settembre 2023, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha rilasciato l'autorizzazione¹⁸ del secondo tratto. L'intero progetto è stato suddiviso in Tratta Est (Campania – Sicilia, autorizzata dal Ministero nel settembre 2022¹⁹) e Tratta Ovest (Sicilia – Sardegna). Essendo composta di due tratte, l'opera prevede date di entrata in esercizio progressive, il cui completamento è atteso entro il 2028. Attualmente per la Tratta Est è stata avviata la posa dei cavi terrestri e sono in corso le attività propedeutiche alle pose marine; inoltre è stata avviata la produzione del primo trasformatore. Per la Tratta Ovest, invece, è in corso la progettazione esecutiva in Sardegna, mentre è in fase di avvio la realizzazione delle opere civili in Sicilia.

Sempre nell'ambito dei progetti interni, è da menzionare l'Adriatic Link, il nuovo collegamento da 1.000 MW che unirà via mare le Marche e l'Abruzzo che servirà a incrementare lo scambio di energia nella parte centrale dell'Italia. Il progetto rientra nel Piano di Sviluppo della RTN ed è stato inserito tra gli interventi previsti dal PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima), che punta alla decarbonizzazione del sistema energetico entro il 2030. A inizio 2024 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha rilasciato a Terna l'autorizzazione²⁰ alla costruzione e all'esercizio del collegamento e per le opere connesse nei Comuni di Cepagatti, Spoltore, Cappelle sul Tavo, Montesilvano e Città di Sant'Angelo, in provincia di Pescara e nel Comune di Fano, in provincia di Pesaro e Urbino. Nel mese di febbraio 2024 Terna ha sottoscritto il contratto per la fornitura e la realizzazione delle stazioni di conversione, per le quali sono state avviate in corso d'anno le attività di indagini preliminari, di progettazione e di rilievi strumentali sui siti e di approvvigionamento. L'entrata in esercizio è prevista nel 2029.

Più in generale, nel corso del 2024, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha adottato 33 decreti tramite i quali ha autorizzato la costruzione e l'esercizio o l'ammodernamento di nuove linee e/o di stazioni elettriche, oppure ha prorogato le autorizzazioni per la costruzione di impianti concesse in precedenza. Oltre a quelle già citate fin qui, è da segnalare l'autorizzazione rilasciata a fine anno alla società Interconnect Malta, per la costruzione e l'esercizio del "Secondo cavodotto a 220kV di interconnessione Italia-Malta", le cui opere ricadono nel Comune di Ragusa, in Sicilia e nelle acque territoriali antistanti²¹. L'opera nel suo complesso è stata commissionata dal Governo maltese, ed è costituita da un collegamento in cavo in corrente alternata a 220 kV tra la sottostazione RTN di Ragusa e la stazione terminale di Enemalta a Maghtab, in Malta, che sarà in grado di assicurare una potenza di 225 MW in entrambe le direzioni ed avrà una lunghezza totale pari a 122 km.

All'inizio del 2023 Terna ha trasmesso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il *Piano di sviluppo 2023* che prevede il lancio di progetti innovativi denominati *Hypergrid*. Si tratta di progetti che prevedono l'ammodernamento di elettrodotti già esistenti e la realizzazione di nuovi collegamenti sottomarini a 500 kV, per aumentare le prestazioni di queste linee, riducendo al minimo il loro impatto ambientale, e per trasferire sempre più potenza generata dalle fonti rinnovabili nel sud Italia verso le zone di carico del Nord.

18 Decreto direttoriale 239/EL-526/389/2023 del 5 settembre 2023.

19 Decreto direttoriale 239/EL486/368/2022 del 19 settembre 2022.

20 Decreto direttoriale 239/EL-538/398/2024 del 31 gennaio 2024.

21 Decreto direttoriale 239/EL-569/419/2024 del 18 dicembre 2024.

Nel marzo 2024 Terna ha pubblicato un nuovo Piano industriale 2024-2028. Al fine di raggiungere gli obiettivi del Green Deal europeo e del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) in tema di decarbonizzazione, che chiedono una riduzione delle emissioni di gas serra entro il 2030 di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990, il Piano prevede investimenti per complessivamente 16,5 miliardi di euro, di cui 2,6 miliardi di euro nel 2024. Tali investimenti sono rivolti al raggiungimento di alcuni obiettivi chiave:

- continuare a garantire il servizio di trasmissione dell'energia con elevati standard di qualità e adeguatezza, in un sistema elettrico in cui è sempre più rilevante l'apporto delle fonti rinnovabili che, per la loro natura non programmabile e intermittente, richiedono un cambio di paradigma nella gestione della rete;
- accompagnare la transizione energetica con una contestuale transizione digitale. Sotto questo profilo il Piano stanziava circa due miliardi di euro in digitalizzazione e innovazione per realizzare investimenti in tecnologie e strumenti digitali sia per rendere la rete più connessa e intelligente, sia per migliorare i sistemi di gestione della rete stessa;
- accrescere la resilienza della rete di fronte all'intensificarsi di eventi meteorologici estremi, introducendo nuove soluzioni digitali e tecnologiche per gestire con efficienza e rapidità il sistema;
- mantenere un elevato livello di sicurezza della rete elettrica, per far fronte alle nuove sfide che un sistema sempre più decentralizzato e complesso pone a livello di sicurezza degli asset fisici e di *cybersecurity*.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2024 risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 114 distributori elettrici; tutti hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità.

Rispetto al 31 dicembre 2023, si contano quattro distributori in meno per via di operazioni societarie che sono avvenute nel corso dell'anno.

Nel corso del 2024, infatti, la società Distribuzione Elettrica Adriatica, società del Gruppo Astea, ha acquisito la distribuzione elettrica da due società e da un Comune. Più in dettaglio, l'acquisizione è avvenuta dalle società Energie Offida (impresa che effettuava la distribuzione nell'omonimo comune in provincia di Ascoli Piceno) e da Amaie (che distribuiva l'energia nel comune di Sanremo), oltre che dal Comune marchigiano di Magliano di Tenna (FM). Queste acquisizioni fanno seguito a quelle avvenute nel 2023 con le società Odoardo Zecca nei comuni di Ortona (CH) e San Vito Chietino (CH).

Inoltre, nel 2024 la società Edyna ha acquisito il ramo aziendale relativo alla distribuzione di energia elettrica da Società Cooperativa Energia Rasun Anterselva, che operava nell'omonimo comune in provincia di Bolzano.

Negli anni più recenti nel segmento della distribuzione si sono osservate numerose operazioni di aggregazione, spinte dalla necessità per le società che vi operano di raggiungere il traguardo di 100.000 punti di prelievo che l'Autorità ha posto come requisito per partecipare alle gare per la futura assegnazione delle concessioni di distribuzione di energia elettrica nei vari ambiti territoriali.

TAV. 2.13 Attività dei distributori elettrici dal 2019

DISTRIBUTORI ^(A) PER NUMERO DI CLIENTI SERVITI	2019	2020	2021	2022	2023	2024
NUMERO	126	126	123	122	118	114
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	6	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	2	2	2	1	2	2
Tra 20.000 e 50.000	9	9	9	9	8	7
Tra 5.000 e 20.000	19	19	19	19	18	18
Tra 1.000 e 5.000	38	38	37	38	35	33
Fino a 1.000	48	48	46	45	45	44
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	268.685	248.550	263.651	257.236	249.949	252.590
Oltre 500.000	253.082	233.818	248.390	242.084	235.073	237.658
Tra 100.000 e 500.000	10.522	9.874	10.131	11.252	11.136	11.119
Tra 50.000 e 100.000	1.403	1.359	1.495	314	739	852
Tra 20.000 e 50.000	1.821	1.734	1.809	1.756	1.406	1.379
Tra 5.000 e 20.000	1.192	1.132	1.181	1.167	982	999
Tra 1.000 e 5.000	524	504	515	543	494	479
Fino a 1.000	141	129	130	120	118	104
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migL.)	36.794	36.830	36.933	37.066	37.203	37.372
Oltre 500.000	34.809	34.841	34.937	35.065	35.175	35.341
Tra 100.000 e 500.000	1.287	1.290	1.296	1.376	1.387	1.392
Tra 50.000 e 100.000	137	137	138	63	120	150
Tra 20.000 e 50.000	266	267	267	267	270	222
Tra 5.000 e 20.000	179	181	183	183	182	167
Tra 1.000 e 5.000	98	91	91	91	90	80
Fino a 1.000	22	22	22	21	20	20

(A) I valori si riferiscono agli operatori che hanno risposto alle varie edizioni dell'Indagine annuale.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

Nel 2024 sono stati complessivamente erogati 252,6 TWh, 2,7 in più rispetto al 2023. L'incremento dell'1,1% è stato accompagnato da un aumento molto lieve dei punti di prelievo (+0,5%), cresciuti di circa 175.000 unità (Tav. 2.13). Come vedremo più avanti, l'aumento complessivo dei volumi prelevati e dei punti serviti è dovuto quasi esclusivamente all'utenza domestica.

I primi 10 distributori, quelli con più di 100.000 utenti, servono il 98,3% dei punti di prelievo totali ed erogano una quota analoga (98,5%) dell'energia elettrica prelevata dalle reti di distribuzione. I restanti 104 operatori della distribuzione erogano solo l'1,5% di tutta l'energia prelevata dalle reti di distribuzione.

Il volume medio distribuito per operatore si è attestato a 2.216 GWh, in aumento (4,6%) rispetto ai 2.118 GWh dell'anno precedente. Per effetto della riduzione del numero di operatori e dell'incremento degli utenti, il numero medio di utenti serviti da ciascun operatore è cresciuto da circa 315.000 a 328.000 unità (+4%).

Le prime quattro classi di distributori, cioè quelli con almeno 20.000 punti di prelievo quest'anno includono 19 operatori, uno in meno del 2023 per l'uscita della società Amaie che, come detto poc'anzi, ha ceduto l'attività a Distribuzione Elettrica Adriatica.

Gli operatori appartenenti alla prima classe, cioè quelli con più di 500.000 punti di prelievo, sono: e-distribuzione (ex Enel Distribuzione), Unareti (ex A2A Reti Elettriche), Areti (ex Acea Distribuzione), e Ireti, che ha assorbito le attività elettriche prima di competenza delle società Iren Emilia e Aem Torino Distribuzione. Tutti gli operatori hanno cambiato nome nel 2016 per adempiere alle disposizioni sull'*unbundling* funzionale, che ha obbligato le imprese di distribuzione appartenenti a un gruppo societario verticalmente integrato, impegnato anche in attività di commercializzazione, a distinguersi dalle altre società del gruppo in termini di identità, di marchio e di politiche di comunicazione. A parte e-distribuzione, la cui dimensione è largamente superiore alle altre, le altre 3 società servono in media 1,2 milioni di utenti e distribuiscono il 9% circa di tutta l'energia elettrica.

Anche le grandi imprese di distribuzione (da 100.000 a 500.000 utenti) sono sempre le stesse, vale a dire Edyna (nata dalla fusione delle due società di distribuzione dell'energia elettrica altoatesine Aew Reti e Selnet), Set Distribuzione (società trentina del gruppo Dolomiti Energia), Inrete Distribuzione Energia, la società costituita da Hera per gestire l'attività di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica che opera principalmente in Emilia-Romagna, V-Reti (ex Megareti del gruppo veneto Agsm Aim), Deval (che opera in Valle d'Aosta e fa parte del gruppo CVA) e AcegasApsAmga (che opera nel Nord-Est e fa parte del gruppo Hera). In media queste sei società servono poco più di 230.000 utenti e distribuiscono il 4,4% di tutta l'elettricità italiana.

Il numero di utenti serviti e l'energia complessivamente distribuita dalla terza classe (da 50.000 a 100.000 utenti) sono notevolmente cresciuti rispetto al 2023, rispettivamente del 25% e del 15%. Ciò grazie alle progressive aggregazioni operate da Distribuzione Elettrica Adriatica, che insieme con ASM Terni compone la terza classe.

TAV. 2.14 *Composizione societaria dei distributori*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2023	2024
Persone fisiche	43,4%	45,4%
Enti pubblici	30,6%	28,3%
Società diverse	12,4%	12,5%
Imprese energetiche nazionali	7,5%	8,5%
Imprese energetiche locali	6,0%	5,2%
Istituti finanziari nazionali e altri	0,1%	0,2%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I dati relativi alla composizione societaria degli operatori della distribuzione (Tav. 2.14), limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, mostrano come negli ultimi anni le cessioni della distribuzione da parte dei Comuni abbiano fatto scendere l'incidenza degli enti pubblici al di sotto del 30%. In prima posizione restano le persone fisiche alle quali appartiene il 45,4% delle quote delle imprese di distribuzione. Quote significative sono possedute anche da società diverse (12,5%) e dalle imprese energetiche nazionali (7,5%). La quota relativa alle imprese energetiche locali è del 5,2%.

Circa la natura giuridica dei distributori elettrici si osserva oltre metà delle società che svolgono la distribuzione sono organizzate in forma cooperativa (27%) o in società a responsabilità limitata (25%), che costituiscono le forme predominanti; gli enti pubblici e le società per azioni rappresentano, rispettivamente, il 21% e il 17% dei distributori; il restante 10% si divide tra altre forme.

Nel 2024 la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è cresciuta di 4.100 km, di cui circa 900 in bassa tensione e circa 3.200 in media tensione, mentre le reti in alta o altissima tensione sono sostanzialmente rimaste invariate (+5 km). Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.291.200 km di reti, la maggior parte delle quali (68,4%) è in bassa tensione (Tav. 2.15).

Tradizionalmente il numero dei distributori che operano in Trentino-Alto Adige è molto più elevato che nelle altre regioni: 56 imprese che gestiscono il 2,3% dell'estensione della rete di distribuzione nazionale. Le altre regioni con un elevato numero di distributori, seppure ben distante da quello del Trentino-Alto Adige, sono Lombardia (11 distributori), Sicilia (10 distributori) e Piemonte (7 soggetti).

TAV. 2.15 Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2024 (in km)

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DI DISTRIBUTORI ^(A)
Piemonte	66.127	30.115	37	7
Valle d'Aosta	2.966	1.642	57	2
Lombardia	89.474	44.671	46	11
Trentino-Alto Adige	20.152	9.373	178	56
Veneto	64.193	28.656	45	2
Friuli-Venezia Giulia	16.194	8.766	4	5
Liguria	22.310	7.315	0	2
Emilia-Romagna	70.603	34.225	41	3
Toscana	60.885	27.797	0	2
Umbria	20.569	9.184	0	2
Marche	29.869	12.133	0	5
Lazio	71.082	30.950	481	6
Abruzzo	27.093	10.653	0	6
Molise	8.310	3.813	0	1
Campania	64.235	27.094	0	4
Puglia	65.923	33.672	4	3
Basilicata	15.605	10.549	1	1
Calabria	45.811	19.253	0	1
Sicilia	83.128	37.887	4	10
Sardegna	39.017	19.031	0	3
ITALIA	883.547	406.777	899	-

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'ordinamento per quantità di energia erogata delle maggiori società di distribuzione, cioè quelle con più di 50.000 utenti (Tav. 2.16) vede, come sempre, e-distribuzione (gruppo Enel) quale operatore principale, con l'85,1% dei volumi complessivamente distribuiti e degli utenti serviti. Seguono: Unareti (gruppo A2A) con il 4,1%

dei volumi e il 3,1% dei punti, Areti (gruppo Acea), con il 3,5% dei volumi e il 4,5% dei punti, Ireti (gruppo Iren) con l'1,3% dei volumi e il 1,9% dei punti, V-Reti (gruppo Agsm Aim) con l'1,1% dei volumi e lo 0,7% dei punti ed Edyna con l'1% dei volumi e lo 0,6% dei punti. Tutti gli altri distributori detengono una quota dell'elettricità distribuita inferiore all'1%.

Nel dettaglio, distinguendo tra l'utenza domestica e quella non domestica, le quote dell'impresa maggiore, e distribuzione, in termini di volumi distribuiti sono dell'86% nel domestico e dell'84,9% nel non domestico. Raggiungono quote superiori all'1% nel domestico anche Areti (4,7%), Unareti (3,1%) e Ireti (1,5%); nel non domestico, in ordine, si trovano Unareti (4,4%), Areti (3,2%), Ireti (1,3%), V-Reti (1,2%) ed Edyna (1,1%).

L'81,1% dei punti di prelievo allacciati alle reti di distribuzione sono domestici, mentre il rimanente 18,9% è costituito da utenti non domestici. Emergono risultati opposti se si considerano i prelievi di energia che per il 23,2% sono effettuati da punti domestici e per il restante 76,8% da utenti non domestici. I distributori per i quali l'incidenza dei prelievi non domestici è più elevata sono, come lo scorso anno, V-Reti ed Edyna (86% circa), Deval (84,2%) e Unareti (82,4%). All'opposto, presentano una quota di volumi prelevata dagli utenti domestici superiore alla media: Areti (30,6%), Asm Terni (30,2%), AcegasApsAmga (29,9%), Ireti (26,3%) ed e-distribuzione (23,4%).

TAV. 2.16 *Distribuzione di energia elettrica delle maggiori società di distribuzione nel 2024 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
E-distribuzione	50.379	25.793	164.617	5.999	214.996	31.792
Unareti	1.823	974	8.561	198	10.384	1.172
Areti	2.734	1.367	6.205	305	8.938	1.672
Ireti	880	570	2.459	135	3.339	705
V-Reti	385	191	2.374	55	2.759	246
Edyna	344	179	2.211	62	2.555	241
Set Distribuzione	408	278	1.790	67	2.198	345
Inrete Distribuzione Energia	395	204	1.596	61	1.991	265
Deval	137	105	729	26	866	130
AcegasApsAmga	224	133	526	32	750	165
Distribuzione Elettrica Adriatica	115	68	423	17	538	85
ASM Terni	95	53	219	13	315	66
Altri operatori	694	382	2.267	106	2.961	488
TOTALE	58.612	30.295	193.978	7.077	252.590	37.372

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione territoriale dei volumi distribuiti e dei punti di prelievo allacciati per settore di consumo (Tav. 2.17) resta relativamente stabile nel tempo.

I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, dove si consuma complessivamente il 22,8% dell'energia elettrica distribuita in Italia. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 16,2% del totale. Altre regioni rilevanti sono il Veneto, che incide per il 10,5% del consumo nazionale, l'Emilia-Romagna, dove viene prelevato un altro 8,8%, il Lazio (7,5%), il Piemonte (7,4%), la Campania e la Toscana (entrambe con

poco più del 6%) e la Sicilia (5,6%). Un quarto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni. I 56 distributori del Trentino-Alto Adige servono 737.000 punti di prelievo (il 2% dei punti nazionali) e distribuiscono circa 5.900 GWh (il 2,3% dell'elettricità nazionale).

TAV. 2.17 *Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2024 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

REGIONE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	3.880	2.347	14.731	547	18.611	2.894
Valle d'Aosta	146	110	751	27	897	137
Lombardia	9.762	5.006	47.826	1.066	57.587	6.072
Trentino-Alto Adige	953	572	4.924	165	5.876	737
Veneto	5.141	2.384	21.305	582	26.446	2.966
Friuli-Venezia Giulia	1.177	658	7.313	149	8.490	807
Liguria	1.444	1.047	4.111	247	5.555	1.294
Emilia-Romagna	4.515	2.309	17.659	603	22.174	2.912
Toscana	3.690	1.934	11.821	519	15.511	2.453
Umbria	825	431	3.863	113	4.689	544
Marche	1.356	754	4.674	202	6.029	956
Lazio	5.638	2.862	13.284	631	18.922	3.493
Abruzzo	1.160	732	4.149	158	5.309	890
Molise	248	172	970	37	1.218	209
Campania	5.118	2.333	10.909	542	16.027	2.875
Puglia	3.957	1.978	8.058	488	12.015	2.466
Basilicata	444	282	1.739	70	2.183	352
Calabria	1.883	1.036	3.007	211	4.889	1.248
Sicilia	5.246	2.447	8.849	527	14.095	2.974
Sardegna	2.031	903	4.037	193	6.068	1.095
ITALIA	58.612	30.295	193.978	7.077	252.590	37.372

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I dati regionali mostrano che l'aumento nazionale dei prelievi di elettricità da parte dell'utenza domestica si è manifestato in tutti i territori, seppure con intensità differente: Veneto, Lombardia, Emilia-Romagna e Puglia sono risultate le regioni con le variazioni più alte (5% e oltre); l'incremento meno elevato si è registrato in Sardegna (+0,2%). Nell'ambito dell'utenza non domestica, al contrario, vi è stata molta più variabilità, con alcune regioni nelle quali i prelievi sono cresciuti (spiccano l'Umbria con un +4,7%, Basilicata e Abruzzo con un +3,4% e Valle d'Aosta con un +3,2%) e altre in cui sono diminuiti (-3,8% in Molise, -2,6% in Trentino-Alto Adige, -2,1% in Friuli-Venezia Giulia, -1,7% in Piemonte, intorno a -1,5% Lazio, Liguria).

Nel 2024, quindi, la distribuzione ha servito 37,4 milioni di utenti: 30,3 milioni di punti domestici e 7,1 milioni di punti non domestici. In termini di energia prelevata i volumi dei domestici sono saliti a 58,6 TWh dai precedenti 56,3 TWh, mentre quelli dei non domestici sono passati da 193,7 a 194 TWh. L'utenza domestica ha quindi

aumentato i propri prelievi del 4,2%, mentre l'elettricità prelevata dagli utenti non domestici è aumentata solo lievemente (+0,2%). L'aumento complessivo degli utenti serviti è invece da attribuire esclusivamente al settore domestico (quasi +187.000 punti), mentre nel settore non domestico i punti sono lievemente diminuiti (12.000 unità, cioè -0,2%). A seguito di questi andamenti, nel 2024 il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è risalito a 1.935 kWh dai 1.869 kWh del 2023 (3,5%), quello dell'utenza non domestica è cresciuto dello 0,3%, portandosi a 27.410 kWh.

La maggioranza dei clienti domestici (78,7%) è residente e consuma l'86,6% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie (Tav. 2.18). I clienti non residenti sono il 21,3% e la quota dei loro prelievi è pari al 13,4% del totale. La maggior parte dei punti di prelievo con uso domestico ha un contratto con potenza impegnata compresa tra 1,5 e 3 kW: essa rappresenta l'83,5% di tutti gli utenti domestici (di cui il 66,7% è residente e il 16,9% è non residente). I volumi di elettricità prelevati da tali clienti rappresentano il 73,1% del totale (anche qui divisi tra i residenti per il 65% e i non residenti per l'8,1%).

TAV. 2.18 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2024 per classe di potenza (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)*

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
RESIDENTI			
Fino a 1,5 kW	64	102	632
Da 1,5 a 3 kW	38.105	20.194	1.887
Da 3 a 4,5 kW	5.745	1.902	3.020
Da 4,5 a 6 kW	5.316	1.453	3.658
Da 6 a 10 kW	914	149	6.144
Da 10 a 15 kW	352	37	9.472
Oltre 15 kW	291	15	19.123
TOTALE RESIDENTI	50.787	23.852	2.129
NON RESIDENTI			
Fino a 1,5 kW	60	263	228
Da 1,5 a 3 kW	4.726	5.112	925
Da 3 a 4,5 kW	896	471	1.902
Da 4,5 a 6 kW	1.239	486	2.548
Da 6 a 10 kW	356	72	4.978
Da 10 a 15 kW	209	24	8.603
Oltre 15 kW	338	15	22.029
TOTALE NON RESIDENTI	7.825	6.443	1.215
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.612	30.295	1.935

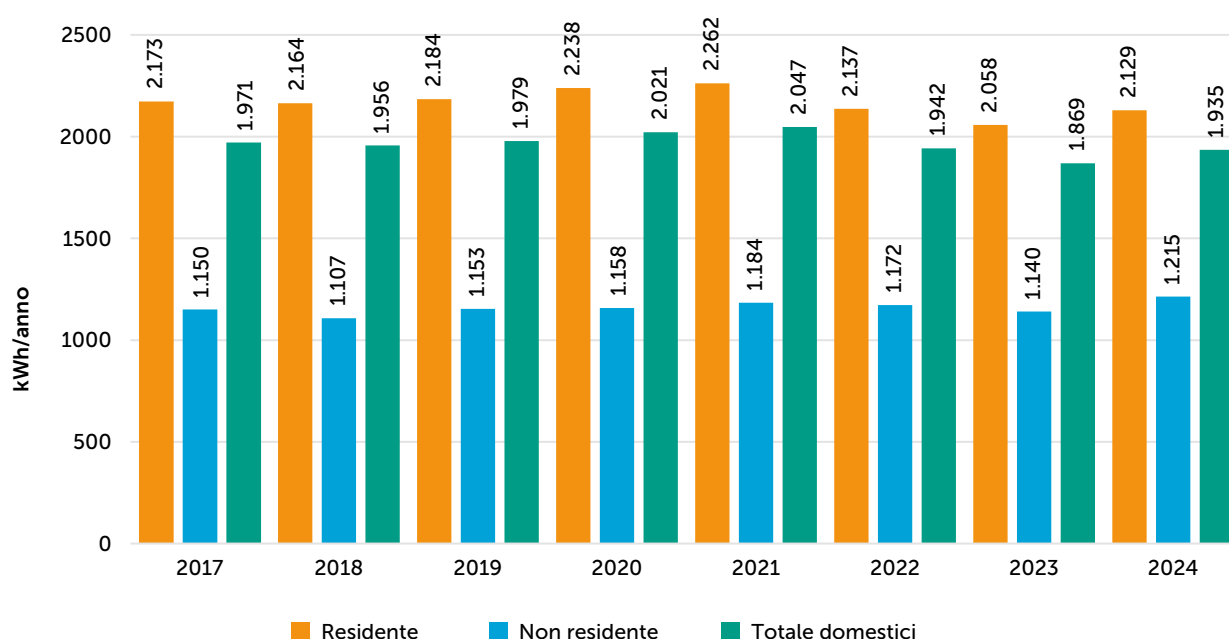
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il secondo valore di potenza più diffuso tra le famiglie è quello tra 3 e 4,5 kW, che incide per il 6,3% dei punti di prelievo e per il 9,8% dei consumi complessivi. La potenza compresa tra 4,5 e 6 kW, necessaria soprattutto alla sempre maggiore elettrificazione delle abitazioni (nelle quali siano presenti impianti di condizionamento, o impianti di riscaldamento a pompa di calore e/o altre tecnologie moderne come i piani di cottura a induzione), riguarda il 4,8% degli utenti e assorbe il 9,1% di tutta l'energia distribuita al settore domestico. Diversamente da quanto accaduto negli anni più recenti, nel 2024 le potenze superiori ai 3 kW sono diminuite rispetto al 2023,

tornando intorno ai livelli del 2020, quando i punti domestici con potenza tra 3 e 4,5 kW erano il 6%, mentre quelli tra 4,5 e 6 kW erano il 4,1% del totale.

Il prelievo medio delle famiglie italiane che, come già notato, è complessivamente risultato pari a 1.935 kWh, presenta una rilevante differenziazione tra quello dei clienti residenti, che ammonta a 2.129 kWh, e quello dei clienti non residenti, che è ovviamente inferiore e pari a 1.215 kWh, entrambi comunque in lieve aumento rispetto al 2023 (Fig. 2.7).

FIG. 2.7 Consumi medi degli utenti domestici della distribuzione dal 2017



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella classe di potenza più piccola (fino a 1,5 kW) la numerosità dei clienti non residenti (263.000 punti di prelievo) è quasi tripla rispetto a quella dei residenti (102.000 punti). I prelievi, invece, risultano più elevati per le abitazioni di residenza (64 GWh) rispetto a quelli dei clienti non residenti (60 GWh). In questa classe ricade con molta probabilità gran parte delle cosiddette "secondo case", per le quali è sufficiente un basso livello di potenza e i consumi sono piuttosto ridotti; questo spiega la notevole differenza in questa classe tra i consumi medi dei residenti, pari a 632 kWh, e quelli dei non residenti, pari a 228 kWh.

La superiorità dei consumi medi dei residenti rispetto a quelli dei non residenti si osserva per tutte le classi di potenza, con l'eccezione dell'ultima. Infatti, nella classe di potenza 1,5-3 kW i 1.887 kWh dei clienti residenti si confrontano con i 925 kWh dei non residenti. Nella classe 3-4,5 kW il consumo medio dei residenti è pari a 3.020 kWh, mentre quello dei non residenti è 1.902 kWh. Ancora, nella classe di potenza da 4,5 a 6 kW, abbastanza rilevante in termini di numerosità degli utenti, il consumo medio dei residenti risulta di 3.658 kWh a fronte dei 2.548 kWh dei non residenti. Nell'ultima classe di potenza, che accoglie i punti con potenza superiore a 15 kW, il consumo medio dei non residenti supera di 2.900 kWh quello dei residenti.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.19), le proporzioni tra i livelli di tensione sono abbastanza stabili nel tempo: il 46% dei volumi distribuiti nel 2024 ha interessato la clientela allacciata in media tensione, il 18% quella allacciata in alta e altissima tensione e il restante 36% quella in bassa tensione. Quest'ultima tipologia, pur assorbendo solo poco più di un terzo dei volumi, riguarda ben il 98,5% dei punti di prelievo.

Il segmento della bassa tensione è quello che ha registrato la maggiore crescita in termini di volumi prelevati (1,7%), gli utenti siano diminuiti (-13.699 punti); per questo motivo, il consumo medio in questo segmento è salito da 9.700 a 9.889 kWh. I prelievi della media tensione sono rimasti stabili (-0,1%) e i punti sono cresciuti dell'1,6%. I consumi dell'alta e altissima tensione sono scesi del 2,2% e i punti sono aumentati del 2%.

Nel 2024 la quota di utenti serviti in bassa tensione dotati di un misuratore elettronico programmato orario è notevolmente cresciuta, arrivando all'83% dal 73% del 2023. Ciò è in linea con l'avanzamento dei piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G presentati dalle principali imprese distributrici e approvati dall'Autorità (si veda più avanti nel testo). Le utenze servite in media o alta tensione sono invece pressoché completamente dotate di tale strumento. Il 75,6% dei punti allacciati in alta o altissima tensione è in realtà un "produttore puro", nel senso che preleva energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari. Tale percentuale si riduce al 7,6% nel caso delle utenze in media tensione e sostanzialmente si annulla (0,2%) nei punti in bassa tensione. La quota dei punti di immissione allacciati in alta o altissima tensione è aumentata rispetto al 73,8% del 2023.

TAV. 2.19 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2024 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh)*

LIVELLO DI TENSIONE E TIPO DI UTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI CON MISURATORE PROGRAMMATO ORARIO ^(A)	PUNTI DI IMMISSIONE ^(B)
Bassa tensione	68.959	6.973.409	5.760.076	11.986
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	0	3	1	0
Punti di emergenza	1	2	2	0
Illuminazione pubblica	3.340	286.641	156.041	2
Altri usi	66.617	6.686.763	5.604.032	11.984
Media tensione	90.049	102.442	102.164	7.760
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	122	35	35	0
Punti di emergenza	386	893	239	0
Illuminazione pubblica	239	239	884	0
Altri usi	89.302	99.665	99.519	7.500
Alta e altissima tensione	34.970	1.019	1.019	770
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	5.250	325	325	0
Punti di emergenza	2	13	13	0
Altri usi	29.719	681	681	770
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	193.978	7.076.870	5.863.259	20.516

(A) Numero di punti di prelievo attivi al 31 dicembre con misuratore elettronico programmato orario. Include i punti di prelievo relativi ai clienti che producono energia elettrica (*prosumer*) ma esclude i produttori "puri" (che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari).

(B) Si tratta dei punti di connessione dei produttori che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari ("produttori puri").

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio dei clienti non domestici "Altri usi", allacciati in bassa tensione e suddivisi per livello di potenza (Tav. 2.20) mostra che il 45,2% di tale utenza ha una potenza impegnata fino a 3 kW e prelievi pari al 4,9%. Tra le classi di potenza superiori a 3 kW, quella più rilevante in termini di punti serviti (17,4%) è quella che va da 4,5 a 6 kW; la classe di potenza più rilevante in termini di prelievi, invece, è quella oltre i 50 kW, che da sola assorbe il 26,5% dell'energia, nonostante comprenda solo l'1,6% degli utenti. Tuttavia, le classi di potenza più importanti per questo segmento della distribuzione sono quelle da che vanno da 6 a 30 kW: considerate insieme rappresentano il 28,2% dei punti e il 45,9% dei prelievi. Ovviamente, la maggiore quota di clienti con misuratore elettronico orario programmato si osserva per l'ultima classe di potenza, quella che include i punti con oltre 50 kW di potenza installata, dove il misuratore è installato nel 97% dei casi. Il misuratore elettronico è comunque presente almeno nel 70% degli utenti di tutte le classi di potenza.

TAV. 2.20 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "Altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2024 per livello di potenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)*

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI CON MISURATORE PROGRAMMATO ORARIO ^(A)	CONSUMO MEDIO
Fino a 1,5 kW	753	1.315.137	1.132.632	572
Da 1,5 kW a 3 kW	2.450	1.706.497	1.459.654	1.435
Da 3 kW a 4,5 kW	1.316	390.071	332.989	3.374
Da 4,5 kW a 6 kW	4.619	1.163.007	982.191	3.972
Da 6 kW a 10 kW	7.521	878.431	721.678	8.561
Da 10 kW a 15 kW	8.937	586.060	467.556	15.250
Da 15 kW a 30 kW	13.630	419.090	303.312	32.522
Da 30 kW a 42 kW	5.738	84.916	68.757	67.568
Da 42 kW a 50 kW	3.265	38.679	33.410	84.413
Oltre 50 kW	17.389	104.875	101.853	165.807
TOTALE ALTRI USI IN BT	65.617	6.686.763	5.604.032	9.813

(A) Numero di punti di prelievo attivi al 31 dicembre con misuratore elettronico programmato orario. Esso include i punti di prelievo relativi ai clienti che producono energia elettrica (*prosumer*) ma esclude i produttori "puri" (che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Sistemi di smart metering 2G

Le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo (che rappresentano il 98,37% degli utenti BT italiani in base alle informazioni reperibili dalla raccolta dati sulla continuità del servizio elettrico per il 2024) hanno avviato in momenti differenti (dal 2017 al 2022) la messa in servizio dei sistemi e dei misuratori dell'energia elettrica di seconda generazione (2G) e comunicano all'Autorità, entro il 31 ottobre di ogni anno, i dati sullo stato di avanzamento. Sulla base di tali informazioni l'Autorità pubblica un calendario con l'installazione prevista di misuratori 2G (sia di prima messa in servizio, sia in sostituzione di misuratori 2G già installati) per le varie imprese, così come previsto dall'art. 9, comma 4, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210. La tavola 2.21 riporta il totale di misuratori 2G effettivamente installati al 2022 e al 2023 e il totale previsto di misuratori 2G da installare (comprensivo di misuratori 2G da installare in sostituzione di misuratori di prima generazione o elettromeccanici, in corrispondenza di nuovi punti e in sostituzione di misuratori 2G già installati).

Il numero delle installazioni 2G complessive al 31 dicembre 2023 (per tutte le imprese) è pari a poco meno del 97% del dato previsionale. I principali motivi di questo scostamento sono:

- il blocco delle installazioni di misuratori 2G durante il periodo marzo-maggio 2020 di primo *lockdown* causato dalla pandemia di Covid-19;
- il rallentamento delle installazioni, principalmente nel corso del 2022, per effetto di limitazioni sulle forniture di alcuni componenti degli *smart meter* e, di riflesso, della indisponibilità degli *smart meter* (c.d. crisi dei *chip*);
- con effetto opposto, l'accelerazione delle installazioni effettuata dalle imprese distributrici in momenti diversi dai precedenti, anche al fine di riavvicinarsi alle proprie previsioni di installazione.

TAV. 2.21 Numero totale (previsto ed effettivo) di misuratori 2G da installare per le imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo nel 2022 e nel 2023

DISTRIBUTORE	PREVISTO 2022	EFFETTIVO 2022	PREVISTO 2023	EFFETTIVO 2023
AcegasApsAmga	27.919	8.536	76.600	56.923
Areti	717.063	651.625	1.081.615	980.951
Deval	5.136	5.790	37.569	38.496
E-distribuzione	29.327.047	28.477.889	32.694.917	31.885.660
Edyna	120.577	117.574	195.500	195.527
Inrete	63.035	20.300	175.656	151.512
Ireti	211.966	141.184	404.954	329.996
SET Distribuzione	66.248	34.652	204.585	191.423
Unareti	571.733	503.517	875.669	802.358
V-reti	96.977	97.674	197.712	200.944
TOTALE	31.207.701	30.058.741	35.944.777	34.833.790

Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle imprese distributrici.

La tavola 2.22 riporta le previsioni di installazione dei soli misuratori 2G di prima messa in servizio (comprendenti di misuratori 2G da installare in sostituzione di misuratori di prima generazione o elettromeccanici e in corrispondenza di nuovi punti) per il periodo 2017-2031, con distinzione della fase massiva 2017-2019 di un'unica impresa, dettaglio annuale della fase massiva di sostituzione 2020-2025 da parte di tutte le imprese e aggregazione del periodo 2026-2031 delle installazioni residue.

TAV. 2.22 Previsioni di installazione di misuratori 2G di prima messa in servizio nel periodo 2017-2031 per imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo

DISTRIBUTORE	2017-2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2031
AcegasApsAmga				27.890	48.464	48.901	37.632	13.049
Areti		47.866	316.309	341.127	350.674	345.192	339.865	83.074
Deval				5.001	32.080	71.652	28.867	7.248
E-distribuzione	12.981.625	5.842.656	5.350.981	4.371.021	3.077.842	2.541.261	507.702	3.277.653
Edyna		15.438	46.609	57.183	73.553	61.271	3.293	20.543
Inrete				62.877	112.099	68.676	22.660	18.036
Ireti			37.184	172.413	189.087	180.023	84.727	90.242
SET Distribuzione				65.945	137.400	134.926	47.661	23.487

(segue)

DISTRIBUTORE	2017-2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2031
Unareti		120.930	165.002	279.081	297.907	283.118	28.040	69.904
V-reti			28.569	68.213	100.066	57.681	1.648	10.010
TOTALE	12.981.625	6.026.890	5.944.654	5.450.751	4.419.172	3.792.701	1.102.095	3.613.246

Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle imprese distributrici.

La tavola 2.23 riporta i dati relativi ai soli misuratori 2G di prima messa in servizio (per sostituzione massiva o non massiva di misuratori di prima generazione o elettromeccanici e per nuovi punti) installati negli anni 2022 e 2023.

TAV. 2.23 Misuratori 2G di prima messa in servizio per imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo

DISTRIBUTORE	2022	2023
AcegasApsAmga	4.303	47.934
Areti	267.008	322.420
Deval	2.610	32.480
E-distribuzione	3.294.327	2.967.550
Edyna	56.001	76.994
Inrete Distribuzione Energia	8.738	130.229
Ireti	121.912	187.621
SET Distribuzione	22.382	156.068
Unareti	210.579	294.905
V-Reti	66.126	101.978
TOTALE	4.053.986	4.318.179

Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle imprese distributrici.

Nella tavola 2.24 è riportato l'andamento dei dati cumulati dei misuratori 2G presenti nella rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2023: non tutti i punti di prelievo in cui è presente un misuratore 2G risultano attivi, in quanto possono essere presenti misuratori 2G sia in punti di prelievo disattivati, sia in punti di prelievo in attesa di prima attivazione.

TAV. 2.24 Misuratori 2G presenti in rete al 31 dicembre 2023 per imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo

DISTRIBUTORE	NUMERO DI MISURATORI INSTALLATI
AcegasApsAmga	55.213
Areti	968.075
Deval	37.729
E-distribuzione	29.788.176
Edyna	193.291
Inrete Distribuzione Energia	149.917
Ireti	328.054
SET Distribuzione	188.290
Unareti	790.120
V-Reti	198.206
TOTALE	32.697.071

Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle imprese distributrici.

Connessioni

Le connessioni degli utenti alla rete possono essere attive o passive. Le "connessioni attive" sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per consentire a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico. Le "connessioni passive", invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico.

I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti²². I valori relativi alle connessioni degli utenti passivi, invece, sono stati raccolti da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Nel 2024 Terna ha ricevuto 5.304 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 474,3 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 3.890 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 2223 GW. I tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 40 giorni lavorativi.

Nell'arco dell'anno dei 3.890 preventivi messi a disposizione ne sono stati accettati 1.770, corrispondenti a una potenza totale di circa 136,6 GW. Solo per quattro di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 107 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), ma per nessuna di tali richieste Terna ha messo la STMD a disposizione entro il 31 dicembre 2024. Pertanto, entro tale data non risultano essere state realizzate e attivate connessioni relative a richieste ricevute da Terna nell'anno 2024.

Le imprese distributrici hanno invece ricevuto più di 291.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti in bassa e media tensione²³, corrispondenti a una potenza totale di 33 GW, per le quali, nello stesso anno, hanno messo a disposizione poco più di 258.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 20,8 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 15 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 42 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 58 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Più di 245.000 preventivi, rispetto al totale di quelli messi a disposizione, sono stati accettati nel corso dell'anno, per una potenza totale di 8,3 GW.

²² Le elaborazioni effettuate sono basate sui dati messi a disposizione dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 38 del TICA. In particolare, con riferimento all'anno 2024, sono stati utilizzati i dati forniti da AcegasApsAmga, Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Ireti, SET Distribuzione e Unareti che hanno trasmesso all'Autorità le informazioni relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica in tempo utile per la predisposizione della presente *Relazione Annuale*. Sono quindi esclusi i dati non comunicati in tempo utile.

²³ Si ricorda che i dati riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nel 2024 dai distributori con più di 100.000 clienti e che hanno trasmesso all'Autorità le relative informazioni in tempo utile per la predisposizione della presente *Relazione Annuale*.

In relazione alle richieste pervenute nel 2024, sono state realizzate più di 185.000 connessioni entro l'anno, corrispondenti a più di 1,9 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 22 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici²⁴;
- 66 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi²⁵,

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 5 giorni lavorativi.

Come nell'anno precedente, anche nel 2024 e-distribuzione è stata l'unica impresa distributrice ad aver ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione. Più in dettaglio, e-distribuzione ha ricevuto 630 richieste, corrispondenti a una potenza totale di 11,9 GW; nello stesso anno la società ha messo a disposizione 322 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di quasi 6,3 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 61 giorni lavorativi.

Tra i preventivi messi a disposizione, 93 di essi, corrispondenti a una potenza totale di 1,8 GW, sono stati accettati nel corso dell'anno; per due di essi (poco più di 28 MW di potenza totale) è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD entro il 31 dicembre 2024.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi (Tav. 2.25), i dati raccolti mostrano che nel 2024 sono state effettuate 184.852 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per l'80% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 11,6 giorni lavorativi.

I dati evidenziano un numero di allacciamenti in significativa flessione (-26,7%) rispetto al 2023, ma un miglioramento complessivo dei tempi di allacciamento: da 13,2 a 11,6 giorni. Più in dettaglio, nel 2024 gli allacciamenti in bassa tensione hanno richiesto un tempo medio per la realizzazione delle connessioni pari a 7,5 giorni lavorativi, contro i 9,9 richiesti nel 2023. Al contrario, nel 2024 il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione è stato di 26,3 giorni lavorativi, contro i 21,5 necessari nel 2023. Occorre sempre precisare, comunque, che i giorni indicati non includono il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

TAV. 2.25 *Connessione di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento*

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI		TEMPO MEDIO ^(A)	
	2023	2024	2022	2023
Bassa tensione	250.395	183.556	9,9	7,5
Media tensione	1.635	1.296	21,5	26,3
TOTALE	252.030	184.852	13,2	11,6

(A) Giorni lavorativi. Valore calcolato al netto degli operatori che non hanno effettuato connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

²⁴ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

²⁵ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

Nel 2024 ciascun distributore ha effettuato in media 1.650 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (45 soggetti su 112), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 4.108 (valore in calo rispetto al 2023). Nel 2023 anche Terna ha realizzato 2 connessioni passive in alta e altissima tensione con un tempo medio di 796 giorni lavorativi.

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati elettrici, storicamente ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) – e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME raccoglie infine le offerte sul Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, ovvero l'ex Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) gestito da Terna.

Il Mercato del giorno prima (MGP) ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna. In questo mercato la contrattazione avviene mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal price*); le offerte possono essere effettuate a partire dal giorno antecedente quello di consegna e fino a quest'ultimo. L'MGP è un mercato zonale: il territorio è suddiviso in zone che rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata tra loro. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni interzonali, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (*market splitting*). Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto (riferite ai punti di consumo) sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale (PUN) di acquisto, definito come media dei prezzi zionali ponderati per il valore degli acquisti zionali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

Nel 2024 non si sono registrati cambiamenti nel processo di estensione dell'accoppiamento del mercato del giorno prima italiano coi mercati del giorno prima di altri Stati europei (c.d. *market coupling*), iniziato nel 2011 con l'accoppiamento del mercato italiano e sloveno. Alla fine del 2023, pertanto, gli Stati aderenti al *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC) erano ancora 26²⁶. Con riferimento ai confini nazionali, permane l'allocazione esplicita della capacità di trasporto tra Italia e Svizzera e tra Italia e Montenegro.

Anche per il Mercato infragiornaliero (MI) il contesto regolatorio europeo ha previsto, come per l'MGP, un meccanismo di accoppiamento dei mercati nazionali: il *Single Intra-Day Coupling* (SIDC). Il SIDC è basato sulla negoziazione dell'energia elettrica in modalità di contrattazione continua, nella quale la capacità di interconnessione disponibile tra le diverse zone che lo costituiscono viene allocata implicitamente, contestualmente all'abbinamento di offerte di acquisto e vendita localizzate in zone diverse. A complemento della modalità di contrattazione continua è altresì previsto che la capacità di trasmissione interzonale possa essere allocata anche attraverso

²⁶ Austria, Belgio, Bulgaria, Cechia, Croazia, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Norvegia, Olanda, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia e Ungheria.

aste implicite regionali complementari (*Complementary Regional Intra-Day Auction* – CRIDA), qualora richieste dalle singole Autorità nazionali di regolazione. Dal 21 settembre 2021 il meccanismo è stato implementato per l'Italia attraverso l'introduzione di tre aste implicite regionali (MI-A), che sostituiscono le precedenti sette aste di cui si componeva il MI, e di una sessione in negoziazione continua (MI-XBID) accoppiata a quelle degli altri Paesi europei che hanno aderito al SIDC²⁷. La sessione in negoziazione continua, a sua volta, è articolata in tre fasi. A differenza dell'MGP, nelle sessioni dell'MI ad asta le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale. Il GME agisce come controparte centrale, mentre nelle fasi in negoziazione continua la regola di fissazione del prezzo è il *pay-as-bid*.

In seguito all'integrazione dell'MGP nei progetti di *coupling* europeo, si è resa necessaria la riduzione delle scadenze di pagamento da due mesi a una settimana, affinché il GME potesse far fronte al fabbisogno finanziario necessario a saldare i pagamenti transfrontalieri, che avvengono a due giorni. In considerazione dell'esigenza, segnalata da numerosi operatori, di poter continuare a negoziare prodotti giornalieri mantenendo il pagamento al secondo mese successivo a quello di scambio, a partire dal 29 settembre 2016 è stato istituito il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), dove tutti gli operatori del mercato elettrico possono negoziare in modalità continua contratti giornalieri di profilo diverso (*baseload* e *peakload*). In tale mercato gli operatori possono offrire volumi a prezzi espressi solamente come differenziali rispetto al PUN medio effettivo per la data di consegna del prodotto in negoziazione.

Il Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse necessarie al bilanciamento in tempo reale e alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni intrazonali e la costituzione di capacità di riserva. Diversamente dagli altri mercati, è Terna che in questo mercato agisce da controparte centrale degli operatori abilitati. Questo mercato si svolge in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. La modalità di contrattazione è un'asta discriminatoria: le offerte accettate vengono, cioè, valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*).

Con riferimento al Mercato del bilanciamento in senso stretto, dal 13 gennaio 2021 e fino a fine dicembre 2024, l'Italia ha utilizzato anche la piattaforma europea TERRE per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione (*Replacement reserve*). Sulla piattaforma TERRE, come sulle altre piattaforme previste dal Regolamento (UE) 2195/2017 (c.d. Regolamento *Balancing*), entrato in vigore il 17 dicembre 2018, lo scambio di energia di bilanciamento avviene tramite prodotti standard caratterizzati da specifici tempi di attivazione, secondo un modello multilaterale TSO-TSO con attivazione delle offerte per ordine di merito economico. La piattaforma TERRE non sarà più attiva con decorrenza dal 1° gennaio 2026.

Il 1° giugno 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica, meglio conosciuta come PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*) mentre il 5 ottobre 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale, meglio conosciuta come MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*). Terna ha iniziato a utilizzare la piattaforma PICASSO il 19 luglio 2023, mentre per l'accesso

27 Tutti i Paesi dell'Unione europea (con esclusione di Malta e Cipro) più la Norvegia. La Grecia e la Slovacchia hanno aderito il 29 novembre 2022.

alla piattaforma MARI ha ottenuto una deroga fino al 24 luglio 2024. La partecipazione operativa alla piattaforma PICASSO è stata però sospesa in data 15 marzo 2024 ed è stato chiesto a Terna di elaborare un cronoprogramma per valutare i rischi sia del reingresso nella suddetta, piattaforma sia della partecipazione alla piattaforma MARI²⁸.

Il Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE), gestito dal GME, è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. In questo mercato si svolge la negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni avvengono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti quotati contemporaneamente), trimestrale (quattro prodotti quotati contemporaneamente) e annuale (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla Piattaforma conti energia (PCE), dopo le verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"²⁹.

Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la PCE che introduce ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti nel medio-lungo periodo. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio)³⁰.

Scambi e prezzi nel Mercato del giorno prima

Nel 2024 la quantità di energia elettrica scambiata nel MGP nel Sistema Italia è risultata pari a 283,9 TWh, in aumento del 2,1% rispetto al 2023. Sono aumentati, in particolare, i volumi contrattati in borsa (226,8 TWh; +8%), a scapito delle contrattazioni bilaterali registrate sulla PCE (57,1 TWh; -16,1%), quasi interamente riferite a zone nazionali. Sono aumentati anche gli scambi con l'estero, trainati da un aumento delle importazioni, per un totale di 57,4 TWh (+3%) e pari al 25% delle vendite totali in borsa, e al 3% delle vendite bilaterali. Peraltro, anche le esportazioni sono risultate in crescita, per un totale di 5,4 TWh (+41%), negoziati totalmente in borsa. A seguito del termine del servizio di maggior tutela per i clienti domestici non vulnerabili, è diminuita ancora la quota di volumi contrattati dall'Acquirente Unico (13 TWh; -34%), mentre sono aumentate le vendite del GSE (26 TWh; +8%), che insieme rappresentano il 7% dei volumi scambiati (-1% rispetto al 2023).

I volumi complessivamente venduti sulle zone nazionali sono saliti a 227 TWh (+2% rispetto al 2023); essi rappresentano l'80% delle vendite sull'intero sistema. A livello zonale è da evidenziare una crescita dei volumi approvvigionati nelle zone Nord (120 TWh; +7%) e Centro-Sud (27 TWh; +8%), mentre un calo ha interessato i volumi approvvigionati al Sud (40 TWh; -9%) e in Sicilia (13 TWh; -12%).

²⁸ Come disposto dalla delibera del 27 febbraio 2024, 60/2024/R/eel.

²⁹ Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures*, *forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

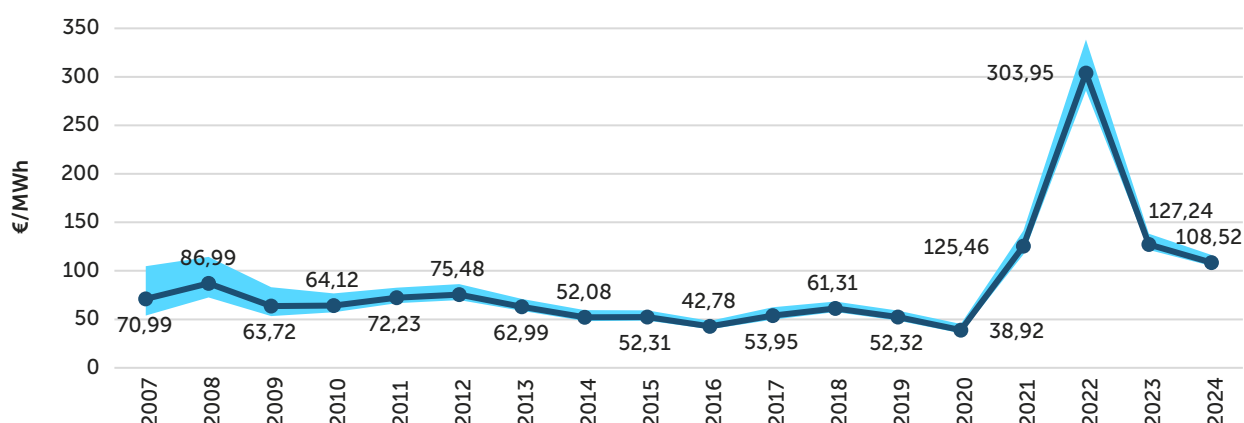
³⁰ Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI e MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla *Relazione Annuale* del GME e al Rapporto di monitoraggio del mercato per il servizio di dispacciamento pubblicato dall'Autorità in data 21 luglio 2020 (cfr. delibera 21 luglio 2020, 282/2020/E/eel), nonché ai rapporti pubblicati sul sito di Terna.

Gli impianti termici hanno prodotto il 51% dell'energia, cioè 114 TWh, venduta sulle zone nazionali. Tali valori sono in calo rispetto al 2023, quando l'energia scambiata nelle zone nazionali e proveniente dagli impianti termici era risultata di 127 TWh, equivalenti al 57% del totale. La riduzione ha toccato tutte le relative fonti di combustibile: il carbone (3,7 TWh; -59%) è calato particolarmente al Nord (-100%), il gas naturale (94 TWh; -3%) è diminuito in Sicilia (-29%), ma aumentato al Centro-Sud (+84%), mentre l'olio combustibile (0,3 TWh; -93%) è diminuito soprattutto al Sud (-100%).

Sono cresciute invece le vendite da impianti alimentati da fonti rinnovabili (109 TWh; +16%) che ammontano al 49% delle vendite totali (+6% rispetto al 2023). In particolare, è aumentata di 6 punti percentuali la quota dell'idroelettrico con l'esclusione dei pompaggi (55 TWh; +31%), soprattutto al Nord (+47%), così come è salita di un punto percentuale la quota del fotovoltaico (3,3 TWh; +75%), aumentando particolarmente nelle isole (+264% in Sicilia e +104% in Sardegna). È rimasta, infine, stabile la quota prodotta da impianti eolici (21 TWh; -3%).

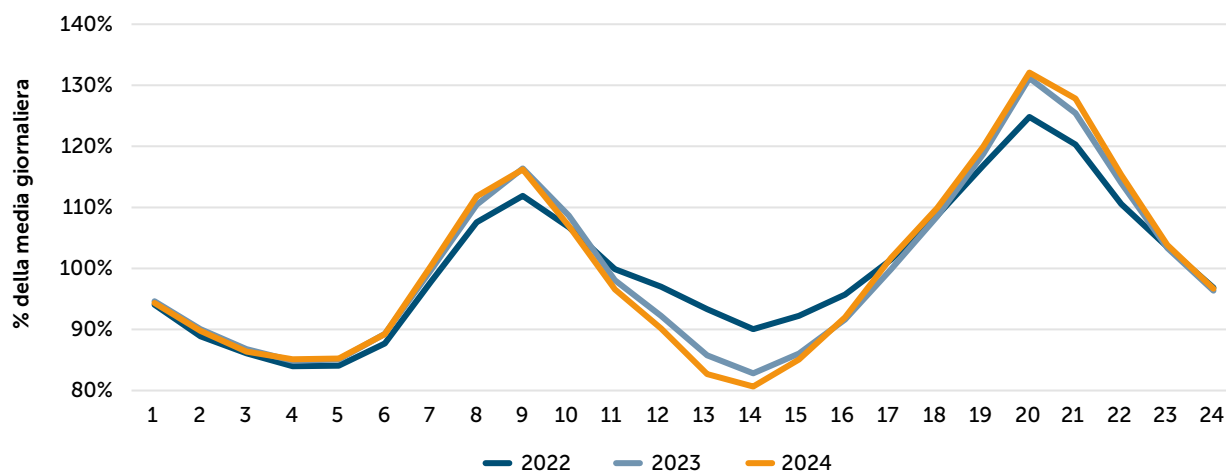
Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2024 è diminuito rispetto al 2023, attestandosi a 108,5 €/MWh (-14% rispetto al 2023) (Fig. 2.8); tale calo si è distribuito in tutte e tre le fasce orarie: 116 €/MWh (-16%) nelle ore di picco, 108 €/MWh (-14%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 100 €/MWh (-14%) nei giorni festivi.

FIG. 2.8 Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco



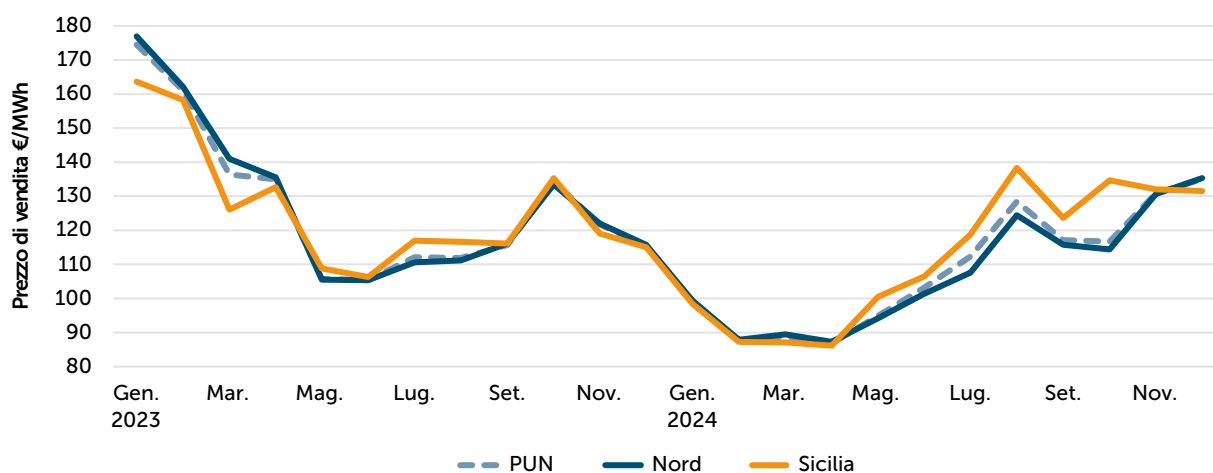
Fonte: GME.

Osservando il profilo orario (Fig. 2.9), nel 2024 è rimasto costante lo scarto dalla media giornaliera delle ore del mattino "1-8" (91%; come nel 2023), mentre è leggermente diminuito il differenziale delle ore di picco "9-19" (96%; -1% rispetto al 2023) ed è aumentato seppur di poco il differenziale delle ore della sera "20-24" (113%; +1% sul 2023).

FIG. 2.9 Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera

Fonte: GME.

I prezzi zionali sono stati caratterizzati da ribassi compresi tra -11% in Sicilia (112,2 €/MWh) e -16% nella zona Nord (107,4 €/MWh); la Sardegna è rimasta, per il terzo anno consecutivo, la zona con il prezzo medio più basso (106,2 €/MWh; -14%), mentre quella con il prezzo medio più alto è tornata a essere la Sicilia (112,1 €/MWh).

FIG. 2.10 Andamento mensile nell'MGP dei prezzi nelle zone Nord e Sicilia rispetto al PUN

Fonte: GME.

Il differenziale tra le zone Nord e Sicilia (Fig. 2.10) si è mantenuto positivo (+1,7 €/MWh) e, in percentuale rispetto al PUN, ha toccato il valore in assoluto più basso degli ultimi 10 anni (1,3%), mentre il differenziale tra le zone Nord e Sardegna (+4,5 €/MWh) ha registrato, in percentuale rispetto al PUN, il secondo scarto più elevato degli ultimi 10 anni (3,6%). L'andamento mensile dei prezzi medi durante l'anno ha evidenziato un calo in tutte le zone fino al mese di giugno (104 €/MWh). In tutti i mesi, le zone Nord e Centro-Nord sono risultate le più care, ad eccezione dei mesi compresi tra maggio e agosto, per i quali la Sicilia risulta la zona con il prezzo di vendita più alto.

Il differenziale tra le zone Nord e Sicilia è tornato quindi a essere negativo (-4,8 €/MWh), anche in percentuale rispetto al PUN (-4,4%); è diminuito, ma è rimasto positivo il differenziale tra le zone Nord e Sardegna (+1,2 €/MWh), registrando, in percentuale rispetto al PUN, lo scarto più basso degli ultimi 5 anni (+1,1%). Osservando l'andamento mensile dei prezzi medi durante l'anno, si nota un calo in tutte le zone fino al mese di aprile (77-87 €/MWh), seguito poi da una crescita fino ai massimi di dicembre (133-136 €/MWh) per tutte le zone a eccezione della Sicilia, il cui prezzo, da luglio a dicembre, è oscillato tra 119 e 138 €/MWh.

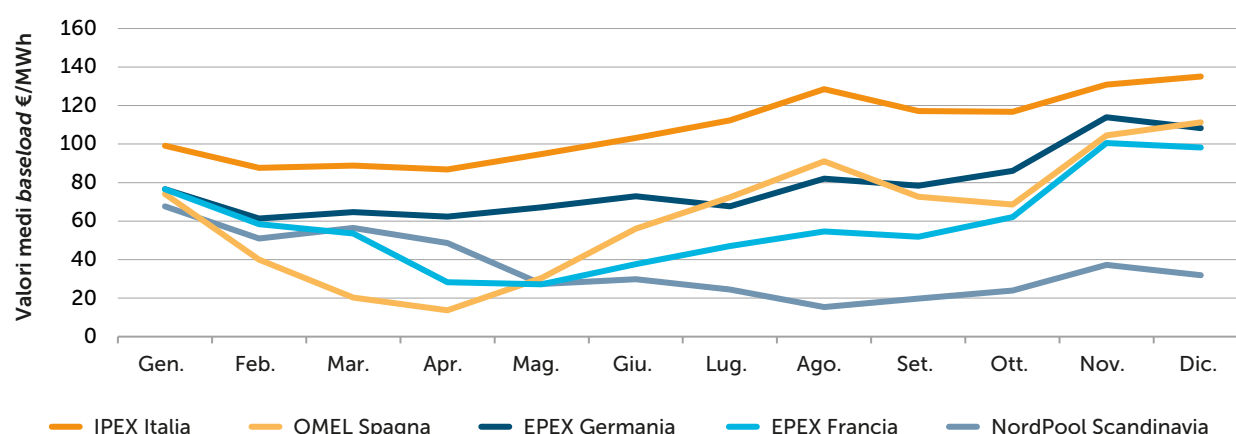
Confronto delle quotazioni nelle borse europee

Le quotazioni nelle borse europee nel 2024 hanno registrato ovunque una diminuzione rispetto al 2023, pur avendo avuto nel corso dell'anno andamenti oscillanti.

Nel primo trimestre dell'anno i prezzi hanno mantenuto in tutte le borse europee l'andamento in calo, almeno sino al mese di maggio (Fig. 2.11). Durante i mesi estivi, la discesa si è interrotta e le quotazioni hanno ripreso ad aumentare. Nell'ultimo mese, poi, si è registrata ancora qualche diminuzione.

Anche nel 2024 non si è quindi riassorbita la crisi energetica cominciata nel 2021 come dimostra il fatto che i prezzi medi osservati nel 2024 risultano ancora in media del 75% più elevati di quelli del 2019. Con l'eccezione della borsa scandinava, infatti, dove le quotazioni hanno completamente recuperato il livello del 2019, la quotazione media del 2024 è risultata ancora poco più che doppia in Italia e in Germania, e quasi del 50% più elevata in Francia e in Spagna.

FIG. 2.11 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee nel 2024



Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME.

In media d'anno i prezzi europei dell'elettricità si sono collocati in una fascia di prezzo compresa tra 36,1 €/MWh, il prezzo minimo registrato nel Nordpool, e 108,5 €/MWh, cioè il prezzo massimo registrato nella borsa italiana, replicando di fatto le storiche differenze connesse alle caratteristiche dei parchi di produzione nazionale. Il PUN italiano è tornato infatti a mostrare un andamento piuttosto distante dai prezzi che si sono affermati nelle borse di Spagna e Francia, perché è fortemente dipendente dalla generazione a gas e per questo tende a subire in misura maggiore le oscillazioni che si producono sui mercati internazionali di questa fonte.

Quotazioni medio annue molto simili tra loro si sono osservate nel caso della spagnola OMEL (63 €/MWh) e della francese EPEX Francia (58 €/MWh), mentre a un livello intermedio si è collocato il prezzo della borsa tedesca EPEX Germania, pari a 78,5 €/MWh. La Germania, infatti, condivide con l'Italia un ampio uso del gas, ma il suo prezzo all'ingrosso è rimasto di circa 30 euro inferiore a quello italiano (come nel 2023), anche a causa dell'aumento dello spread tra il prezzo del gas sul mercato italiano (PSV) e quello del mercato tedesco (THE), nonché di quello del mercato di riferimento europeo (TTF), che nei mesi estivi si è ampliato fino a più di 3 €/MWh.

Un prezzo più basso, come sempre, si è osservato anche nell'area scandinava (36 €/MWh) che storicamente mostra prezzi discosti e inferiori a quelli i paesi presi in esame.

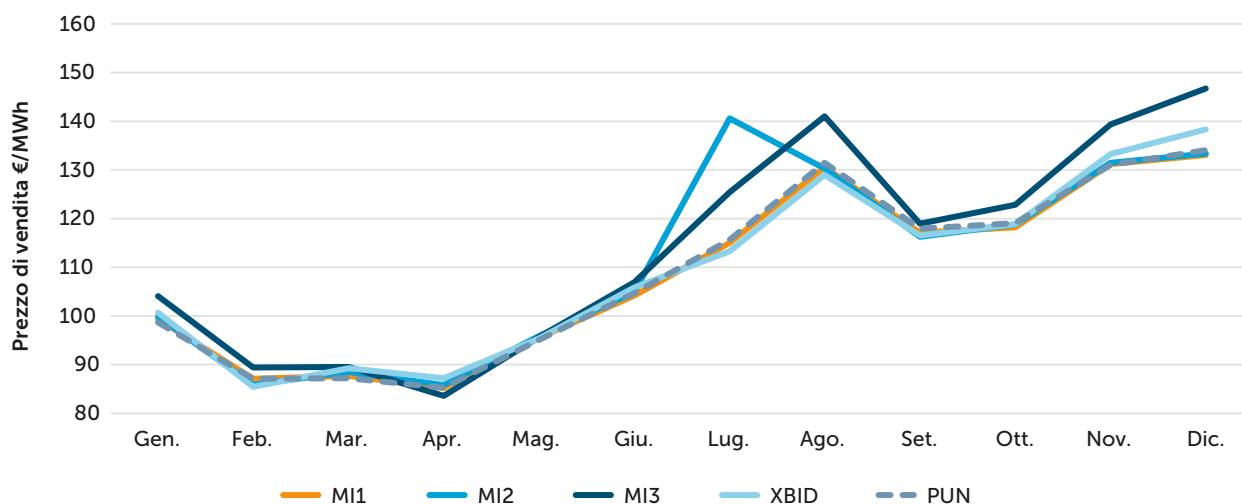
La discesa del prezzo più elevata si è manifestata nella borsa francese, dove il prezzo medio annuo ha registrato una diminuzione rispetto al 2023 del 40%. Un calo leggermente più contenuto, ma di entità molto simile, ha interessato i prezzi delle borse scandinava (-36%) e spagnola (-28%). La discesa più piccola si è manifestata nella borsa italiana, dove le quotazioni sono scese del 15% rispetto al 2023, mentre quelle della borsa tedesca sono diminuite del 18%.

I punti di massimo sono stati raggiunti negli ultimi due mesi dell'anno, quando le quotazioni hanno toccato 100 €/MWh in Francia, hanno superato 110 €/MWh in Germania e Spagna e sono arrivate a 135 €/MWh in Italia.

Scambi e prezzi nel Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati, nel 2024, nel Mercato infragiornaliero (35,4 TWh) sono risultati in significativo aumento rispetto all'anno precedente (+22%). La maggior parte di questi volumi (43%, -6 punti percentuali) è stata scambiata nella prima sessione ad asta MI-A1 (15 TWh; +3% rispetto al 2023); una quota minore è stata intermediata nelle rimanenti sessioni ad asta, rispettivamente il 17% nell'MI-A2 (5,9 TWh) e l'8% nell'MI-A3 (3 TWh), mentre i rimanenti volumi (32%; +9% rispetto al 2023) sono stati scambiati nella sessione in negoziazione continua XBID (11,5 TWh; +69% sul 2023).

FIG. 2.12 Andamento mensile dei prezzi nell'MI nel 2024



Fonte: GME.

I prezzi registrati (Fig. 2.12) si sono mantenuti fortemente correlati ai livelli medi dei corrispondenti valori del MGP, in particolare nella prima sessione ad asta (MI1) per la quale il differenziale medio annuo con il prezzo del MGP è risultato negativo e inferiore al punto percentuale in tutte le zone; tale differenziale è risultato invece positivo per tutte le zone nella seconda sessione ad asta (MI2), così come nella terza sessione ad asta (MI3) che si riferisce alle sole ore 13-24, registrando un +5,8% nella zona Sicilia. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili sono risultati sostanzialmente allineati con il relativo prezzo di vendita di MGP, tranne che nel mese di luglio per MI2 (con uno scarto medio di circa +15 €/MWh) e nei mesi di agosto, novembre e dicembre per MI3 (con uno scarto medio fino a +12 €/MWh).

Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili (MI1) hanno mostrato progressivi rialzi fino a un primo massimo di 131 €/MWh in agosto, superato dai 133 €/MWh a dicembre, riflettendo i medesimi picchi registrati sull'MGP.

Scambi e prezzi nel Mercato a termine

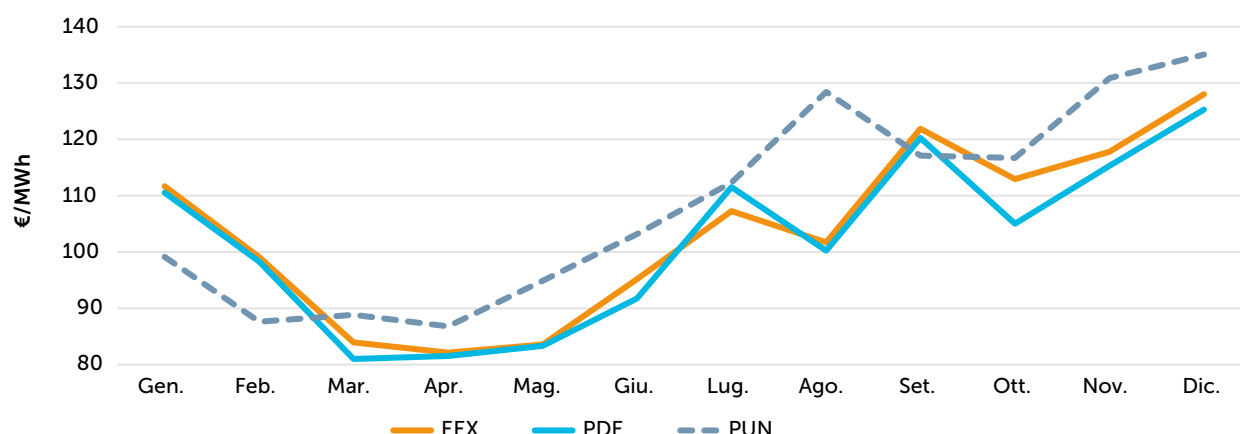
Nel mercato a termine gestito dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2024 non si sono registrati abbinamenti; si sono avute invece 19 transazioni bilaterali a soli fini di *clearing*, per un totale di 85 GWh (-21% rispetto al 2023); tali transazioni riguardano il solo profilo *baseload* per scadenze perlopiù trimestrali e annuali.

Dopo un periodo d'inattività durato otto anni, sono riprese sull'MTE le registrazioni di transazioni bilaterali a soli fini di *clearing*, per un totale di 107 GWh in 16 abbinamenti.

Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), le negoziazioni degli operatori (dichiarate sulla piattaforma dei contratti a termine PDE, ai sensi del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento³¹) hanno determinato, per il 2024, prezzi in calo nel primo trimestre fino a un minimo di 81 €/MWh a marzo e in risalita fino a un massimo di 125 €/MWh a dicembre.

Tale andamento risulta in linea con la tendenza registrata nel corso dell'anno dal sottostante PUN, fatta eccezione per il mese di agosto (-28 €/MWh).

31 Di cui alla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08.

FIG. 2.13 Andamento mensile nel 2024 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna

Fonte: elaborazione su dati GME (PUN, PDE) e LSEG Data & Analytics (EEX).

Nel 2024 sono aumentate le negoziazioni nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), che registra 509 transazioni (+70% rispetto al 2023), per un totale di 752 GWh scambiati, quasi unicamente per il profilo *baseload*. Con riferimento a quest'ultimo, il prezzo medio dei prodotti giornalieri di profilo baseload si attesta nell'intorno di 0,86 €/MWh (-30% rispetto allo scorso anno).

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), introdotto con i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004 è stato più volte oggetto di revisioni normative che hanno anche comportato il cambio di *governance* nella gestione. Dopo i primi anni, in cui è stata in capo all'Autorità, a partire dal 2013, è assegnata al Gestore dei servizi energetici (GSE).

Con il decreto del Ministro della transizione ecologica 21 maggio 2021 sono stati definiti, da ultimo, gli obblighi di risparmio energetico per gli anni d'obbligo sino al 2024 ed è stato rimodulato l'obiettivo già definito per il 2020. Con lo stesso decreto, inoltre, sono state introdotte o modificate alcune disposizioni e regole attuative che erano oggetto del previgente decreto interministeriale 11 gennaio 2017, come integrato e modificato dal decreto interministeriale 10 maggio 2018. Ulteriori obblighi e alcuni aggiornamenti alla disciplina dei TEE sono attesi nel corso del 2025.

Nel secondo volume della presente *Relazione Annuale* si dà conto dei provvedimenti attuativi adottati dall'Autorità nel periodo in esame per le materie di propria competenza e, in particolare, quello con cui è stato definito il contributo tariffario riconosciuto per il 2023 ai soggetti obbligati³² (ovvero i distributori di energia elettrica e gas naturale alle cui reti sono allacciati almeno 50.000 clienti finali al 31 dicembre di ogni anno).

³² Si veda la delibera 10 luglio 2024, 283/2024/R/efr.

Nel 2024 la quantità di TEE attestanti risparmi energetici effettivamente conseguiti scambiata sul mercato e tramite accordi bilaterali, è risultata pari a circa 3 milioni (Tav. 2.26), valore superiore di circa il 7% rispetto a quello del 2023 (per maggiori dettagli si rimanda ai dati pubblicati dal GME).

Dopo aver osservato nei due anni scorsi l'interruzione della tendenza al ribasso degli anni precedenti – quando gli scambi erano progressivamente scesi dai circa 7,9 milioni del 2018 ai circa 3,3 milioni di TEE del 2021 per stabilizzarsi attorno al valore di 2,8 milioni nel 2022 e nel 2023 – si può notare quindi una tendenza al rialzo, seppure ancora limitata. I dati del Gestore dei servizi energetici evidenziano che la quantità di TEE emessi nel 2024 corrisponde a circa 763.000 TEE, valore inferiore a quello riscontrato nel 2023 (quando ne era stato emesso circa 1 milione), ma confrontabile con quello del 2022. La ripartizione tra TEE scambiati sul mercato e tramite accordi bilaterali (rispettivamente 61% e 39% del totale degli scambi) è invece pressoché la medesima riscontrata l'anno scorso.

TAV. 2.26 Contrattazione dei Titoli di efficienza energetica (numero di TEE e prezzi in €/tep)

TIPOLOGIA	2023		2024	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Mercato GME	1.756.866	251,73	1.830.359	248,51
Bilaterali	1.057.084	224,22	1.180.640	228,80
TOTALE	2.813.950	241,39	3.010.999	240,78

Fonte: GME.

Per quanto riguarda i prezzi riscontrati, si conferma il progressivo aumento della percentuale di TEE scambiati tramite accordi bilaterali a prezzi compresi nelle fasce rilevanti ai fini della definizione del contributo tariffario³³ già evidenziato negli anni precedenti: in particolare nel 2024 tale percentuale corrisponde a più del 92% rispetto all'89% del 2023, all'81% riscontrato nel 2022 e a solo il 27% dell'anno precedente. In particolare, non si registrano TEE scambiati nel 2024 tramite accordi bilaterali a prezzi superiori a 260 €/TEE – soglia di prezzo oltre la quale le transazioni avvenute non sono tenute in considerazione al fine della formazione del prezzo medio di scambio nella formula di determinazione del contributo tariffario riconosciuto – mentre invece la loro incidenza era stata rilevante fino al 2022, almeno nei mesi di aprile e maggio di conclusione degli anni d'obbligo. Nonostante, come detto poco sopra, la quantità di TEE emessi nel 2024 sia stata inferiore a quella dell'anno precedente, i soggetti obbligati hanno fatto meno ricorso (rispetto al 2023) alla possibilità di ottemperare a parte del proprio obiettivo mediante i TEE non corrispondenti a progetti. In particolare, il GSE ha reso noto che gli obiettivi 2023 sono stati ottemperati anche mediante l'emissione di circa 0,06 milioni di TEE non corrispondenti a progetti, contro i circa 0,19 milioni utilizzati nell'anno precedente.

³³ Ai sensi della delibera 14 luglio 2020, 270/2020/R/efr, con cui sono stati definiti i criteri di riconoscimento del contributo tariffario.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.27 riporta il numero di operatori presenti³⁴ nelle sei articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, tutele graduali per i domestici, tutele graduali per le piccole imprese e per le microimprese, mercato libero e salvaguardia) e lo confronta con il numero di rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas.

TAV. 2.27 Imprese di vendita di energia elettrica nel 2024

MERCATO	VENDITORI ^(A)	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVI
Servizio di maggior tutela	99	99	-
Servizio a tutele graduali per i domestici	7	7	-
Servizio a tutele graduali per le piccole imprese	16	16	-
Servizio a tutele graduali per le microimprese	18	18	-
Servizio di salvaguardia	3	3	-
Vendita ai clienti liberi	692	593	50
TOTALE	741	642	50

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nell'anno di indagine, anche per un periodo limitato dell'anno.

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori e Indagine annuale sui settori regolati.

I soggetti presenti nella vendita di energia elettrica nel 2024 sono risultati 741: 99 nel servizio di maggior tutela, 7 nel servizio a tutele graduali per i domestici, 16 nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese, 18 nel servizio a tutele graduali per le microimprese³⁵, 3 nella salvaguardia e 692 nel mercato libero. Come sempre, il totale di 741 non equivale alla somma delle imprese presenti nei singoli segmenti, perché vi sono imprese che operano in più di un mercato (A2A Energia ed Hera Comm, per esempio, sono presenti in tutti e sei i mercati; Acea Energia, Agsm Aim Energia e Iren Mercato operano in tre mercati). 593 delle 692 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere la vendita a clienti nel mercato libero (cioè l'86%) hanno risposto all'Indagine annuale, comunicando in 50 casi di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto che 47 società vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, che le imprese che operano nella salvaguardia e nei servizi a tutele graduali vendono energia anche nel mercato libero e/o nel servizio di maggior tutela (e sono quindi già conteggiate in quei segmenti), il totale delle imprese attive e che hanno operato nel mercato finale della vendita elettrica nel 2024 e hanno risposto all'Indagine annuale risulta pari a 642.

La ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2024 (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete), nonché del numero totale dei clienti (approssimato, qui come in tutti i paragrafi dedicati alla vendita, dal numero dei punti di prelievo conteggiati secondo il criterio del *pro die*) è stata costruita, come sempre, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: gli esercenti i servizi di maggior tutela, di tutele graduali e di salvaguardia, i grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono

³⁴ Sono indicati come "presenti" gli operatori che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nell'anno (o una parte di esso) di riferimento dell'Indagine.

³⁵ Ovvero coloro che si trovino in almeno una delle seguenti condizioni: hanno compiuto 75 anni, hanno diritto a ricevere il bonus sociale elettrico o siano soggetti con disabilità (ai sensi dell'art. 3 della legge 104/1992), si trovino in una struttura abitativa di emergenza a seguito di eventi calamitosi, siano ubicati in un'isola minore non interconnessa.

una copertura del 90% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2024³⁶, ma questa percentuale è indicativa, tenuto conto della natura pre-consuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori.

La principale novità del 2024 è il consistente passaggio tra i mercati dei clienti domestici, dovuto alla cessazione del servizio di maggior tutela per la generalità della clientela domestica e alla nascita del nuovo servizio a tutele graduali per coloro che, anche al termine del servizio di tutela, non hanno scelto un fornitore nel mercato libero. Come verrà descritto più in dettaglio nel resto del Capitolo, dal 1° luglio 2024 il servizio di maggior tutela è riservato ai clienti domestici vulnerabili³⁷.

I dati evidenziano inoltre che la fase di riduzione dei consumi, cominciata nel 2022 e peggiorata nel 2023, nel 2024 ha subito una battuta d'arresto: secondo i dati raccolti, infatti, dopo il lieve calo del 2022 (-0,3%) e quello più rilevante (-3,6%) del 2023, nel 2024 i consumi di energia elettrica sono rimasti stabili con vendite complessive pari a 243 TWh a 37,6 milioni di clienti (Tav. 2.28). Rispetto al 2023 i punti di prelievo, invece, sono aumentati di circa 230.000 unità (0,6%).

La stabilità dei consumi complessivi è il risultato di un calo nelle vendite ai clienti non domestici che è stato controbilanciato dall'aumento di quelle alla clientela domestica. Infatti, il settore domestico ha acquistato complessivamente 58,8 TWh contro i 56,1 TWh del 2023, registrando così un aumento del 4,8%. Al contrario, l'energia acquisita dal settore non domestico è diminuita da 185,4 a 184,2 TWh, evidenziando quindi un calo dello 0,7% e restando quindi ancora distante dai livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019) che erano stati in parte recuperati nel 2022.

TAV. 2.28 *Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)*

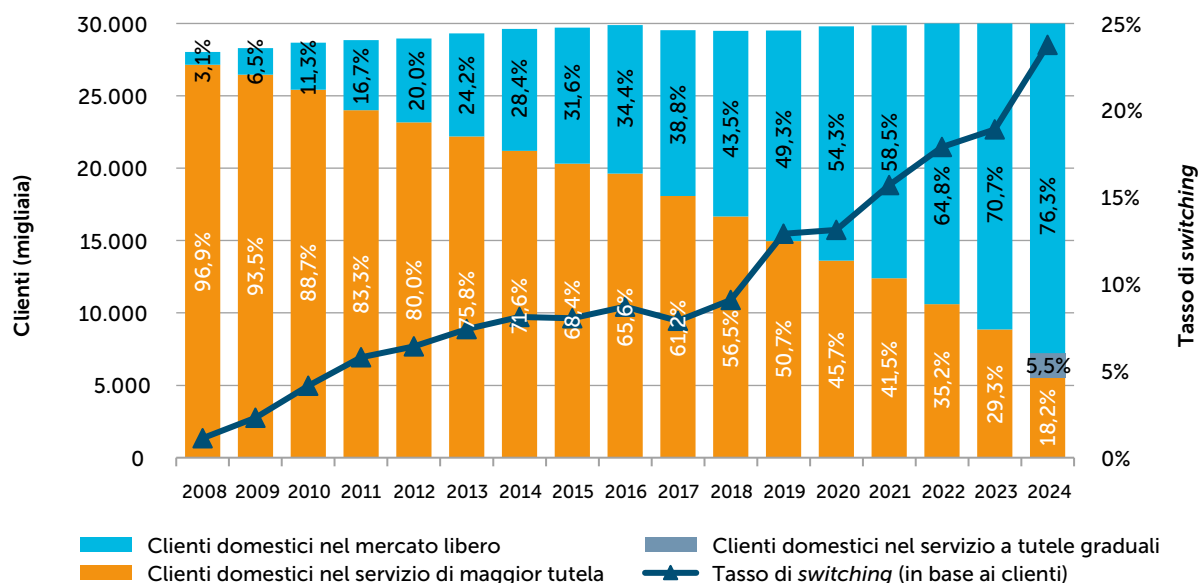
MERCATI E CLIENTI	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2023	2024	VARIAZ.	2023	2024	VARIAZ.
Servizio di maggior tutela	14.422	8.488	-41,1%	9.219	5.553	-39,8%
Domestico	13.728	8.488	-38,2%	8.866	5.553	-37,4%
Non domestico	694	0	-	353	0	-
Servizio a tutele graduali per i domestici	-	3.103	-	-	1.675	-
Servizio a tutele graduali microimprese ^(A)	1.547	1.516	-2,0%	827	829	0,3%
Servizio a tutele graduali piccole imprese ^(A)	1.506	1.238	-17,8%	93	77	-16,8%
Servizio di salvaguardia	5.119	3.563	-30,4%	98	80	-18,2%
Mercato libero	220.458	225.075	2,1%	27.146	29.399	8,3%
Domestico	42.343	47.169	11,4%	21.423	23.222	8,4%
Non domestico	178.114	177.906	-0,1%	5.723	6.177	7,9%
MERCATO FINALE	243.051	242.983	-0,0%	37.382	37.613	0,6%

(A) Nel 2023 stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le microimprese.

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori e Indagine annuale sui settori regolati.

³⁶ Per ottenere la percentuale indicata, ai consumi finali esposti nella tavola 2.24 occorre sommare anche i quantitativi che nell'Indagine sono stati dichiarati come autoconsumi (propri e di gruppo) che non sono inclusi nella tavola.

³⁷ Ovvero coloro che si trovino in almeno una delle seguenti condizioni: hanno compiuto 75 anni, hanno diritto a ricevere il bonus sociale elettrico o siano soggetti con disabilità (ai sensi dell'art. 3 della legge 104/1992), si trovino in una struttura abitativa di emergenza a seguito di eventi calamitosi, siano ubicati in un'isola minore non interconnessa.

FIG. 2.14 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2024 il numero di punti di prelievo domestici ha raggiunto i 30,5 milioni, con un incremento dello 0,5% (+161.000 punti di prelievo) rispetto al 2023. Di questi, 5,6 milioni sono stati serviti in maggior tutela, 1,7 milioni nel nuovo servizio a tutele graduali e circa 23,2 milioni nel mercato libero (Fig. 2.14). I punti domestici serviti nel mercato libero sono saliti al 76,3%, quelli serviti in maggior tutela sono scesi sotto il 20% e quelli nel servizio a tutele graduali rappresentano il 5,5%. Poiché, come detto, il numero dei clienti è calcolato con il criterio del *pro die*, ciò implica che un cliente che è uscito dal servizio di maggior tutela alla fine di giugno e dal 1° luglio è stato automaticamente trasferito al servizio a tutele graduali (in quanto non vulnerabile) nei dati del 2024 è stato conteggiato tra i clienti di entrambi i servizi (0,5 nella maggior tutela e 0,5 nel servizio a tutele graduali). È quindi probabile che nel 2025 si registrerà un'ulteriore diminuzione nei punti di maggior tutela accompagnata da un incremento corrispondente in quelli del servizio a tutele graduali. Nel 2025 il numero dei domestici nel servizio a tutele graduali includerà dei punti aggiuntivi dovuti alla possibilità introdotta dal Governo³⁸ per i clienti vulnerabili, serviti da un operatore del mercato libero o della maggior tutela, di richiedere l'attivazione del servizio a tutele graduali entro il 30 giugno 2025.

Se, come si è appena visto, la quota dei punti domestici serviti nel mercato libero è arrivata nel 2024 al 76,3%, in termini di volumi di energia venduta al solo settore domestico la percentuale sale all'80,3%; sempre in termini di volumi, la quota del servizio di maggior tutela è scesa nel 2024 al 14,5% e quella del servizio a tutele graduali è risultata del 5,3%.

La riduzione della domanda di elettricità da parte del settore non domestico è probabilmente dovuta al mantenersi, anche nel corso del 2024, di una ripresa economica abbastanza debole (il PIL è aumentato dello 0,7%, secondo l'ultimo dato diffuso dall'Istat) e in rallentamento nel corso dell'anno. Il settore industriale ha continuato a manifestare difficoltà, con un fatturato in calo rispetto all'anno precedente, legate a numerosi fattori, primo fra tutti la debolezza della domanda in Italia e nell'eurozona, nonché alle aspettative negative generate da instabilità

³⁸ Ai sensi dall'articolo 24 della legge n. 193/2024 (Legge Concorrenza 2024).

crescente. Per altro, secondo quanto pubblicato da Confindustria, la crisi dell'industria italiana è una crisi di produzione e molto meno di valore aggiunto, cosa che ha certamente un maggior impatto sui consumi di energia elettrica. Infine, il perdurare nel corso del 2024 di elevati livelli di prezzo dell'energia nel mercato all'ingrosso (seppure inferiori a quelli del 2023) è certamente un elemento che contribuisce a ridurre i consumi.

Nel 2024 nel servizio a tutele gradualità per le piccole imprese (nato nel 2021 per accogliere le piccole imprese connesse in bassa tensione e le microimprese con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW che non avevano più diritto al servizio di maggior tutela e non avevano scelto un'offerta nel mercato libero) i consumi si sono ridotti di 268 GWh (-17,8%), così come i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 15 mila unità (-16,8%). Ugualmente, nel servizio a tutele gradualità per le microimprese (iniziato il 1° aprile 2023 per servire i clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW che hanno perso il diritto a essere serviti in maggior tutela e non avevano ancora scelto un fornitore nel mercato libero) i consumi sono scesi a 1,5 TWh (-2%), mentre i punti di prelievo serviti sono rimasti stabili (+0,3%) a poco meno di 830.000 unità. Sempre secondo i dati raccolti con l'Indagine annuale (da considerarsi provvisori qui e in tutto il Capitolo), anche il servizio di salvaguardia ha registrato una contrazione: sono stati serviti 80.039 punti di prelievo, il 18,2% in meno del 2023 e sono stati prelevati 3.563 GWh, a fronte dei 5.119 GWh registrati nel 2023 (-30,4%). Al contrario, le vendite nel mercato libero sono cresciute (+2,1%) raggiungendo il ragguardevole volume di 225 TWh, distribuite su 29,4 milioni di clienti.

Analizzando i consumi elettrici sotto il profilo della tensione (Tav. 2.29), si osserva che anche nel 2024 il 52% dell'energia (111,8 TWh) è stata venduta a clienti allacciati in bassa tensione, il 39% (94,4 TWh) a clienti connessi in media tensione e il 9% (21,3 TWh) in alta o altissima tensione. Naturalmente le percentuali si rovesciano calcolando le quote in termini di punti di prelievo che per il 99,7% sono allacciati in bassa tensione, per lo 0,3% in media tensione e per un irrisorio 0,003% in alta o altissima tensione. Queste quote sono costanti nel tempo.

TAV. 2.29 Vendite finali di energia elettrica nel 2024 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite

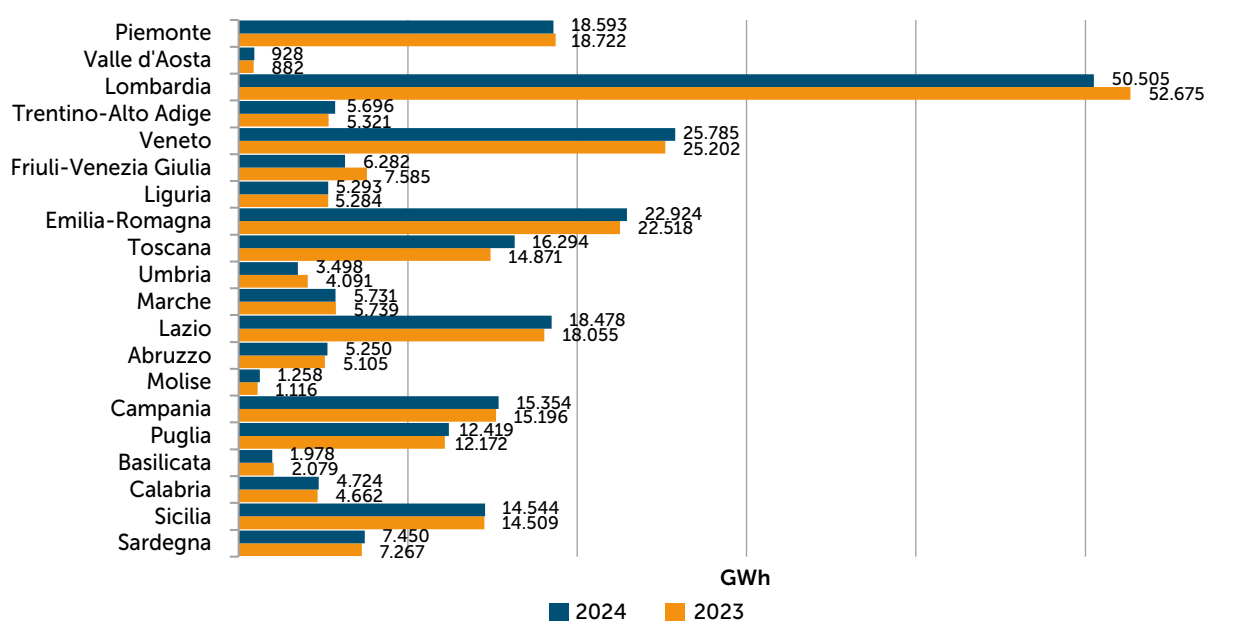
TENSIONE E TIPO CLIENTE	MAGGIOR TUTELA	TUTELE GRADUALI DOMESTICI	TUTELE GRADUALI PICCOLE IMPRESE ^(A)	TUTELE GRADUALI MICRO IMPRESE	SALVAGUARDIA	MERCATO LIBERO	TOTALE
VOLUMI (GWH)							
Bassa tensione	8.488	3.103	1.506	1.238	1.516	1.145	111.775
Domestico	8.488	3.103	-	-	-	47.169	58.760
Non domestico	-	-	1.238	1.516	1.145	64.606	68.505
Media tensione	-	-	-	-	1.822	92.575	94.396
Alta/altissima tensione	-	-	-	-	597	20.725	21.322
TOTALE	8.488	3.103	1.238	1.516	3.563	225.075	242.983
CLIENTI (MIGLIAIA)							
Bassa tensione	5.553	1.675	77	829	75	29.295	37.504
Domestico	5.553	1.675	-	-	-	23.222	30.450
Non domestico	1.559	-	77	829	75	6.072	7.054
Media tensione	-	-	-	-	5	103	108
Alta/altissima tensione	-	-	-	-	0,0	1,1	1,1
TOTALE	5.553	1.675	77	829	80	29.399	37.613

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele gradualità per le piccole imprese e servizio a tutele gradualità per le microimprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La composizione degli acquisti tra i diversi mercati è, invece, un po' più variabile: nel 2024 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 6,7% dell'energia nel mercato di maggior tutela, il 4,6% nei servizi a tutela graduale, lo 0,9% tramite il servizio di salvaguardia e l'87,8% nel mercato libero; le stesse quote nel 2023 vedevano un maggior peso della maggior tutela (era 12%) che è diminuito a favore dei servizi a tutele graduali (erano al 2%) e del mercato libero (era 85%). I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno acquisito solo il 4% (4,5% nel 2023) dell'energia nei servizi a tutela graduale, l'1,7% (era il 2,1% nel 2023) in salvaguardia e il 94,3% nel mercato libero (92,3% nel 2023). La quota di energia fornita in regime di salvaguardia ai clienti connessi in media tensione (1,9%), è inferiore a quella fornita ai clienti in alta o altissima tensione (2,8%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (97,2%), che fornisce anche il 98,1% dell'elettricità ai clienti in media tensione.

FIG. 2.15 Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione



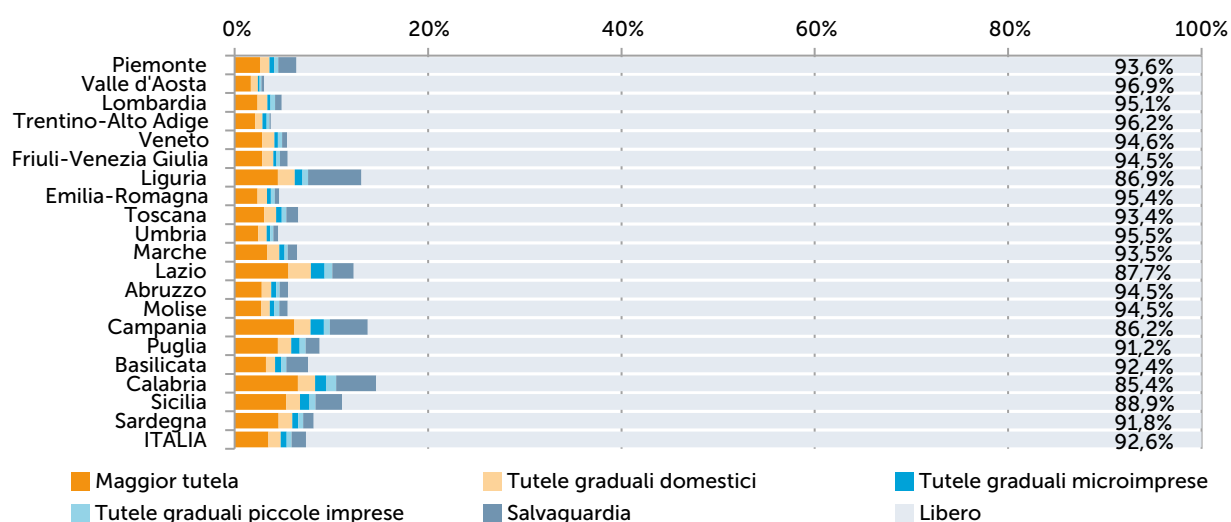
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nessun mutamento sostanziale emerge nei consumi del 2024 sotto il profilo geografico (Fig. 2.15): l'ordinamento delle regioni per quantità di consumo resta lo stesso degli anni passati: la Lombardia è sempre la regione con i consumi più elevati e doppi rispetto al Veneto, seconda regione con i consumi più alti. Seguono – con valori consistenti – l'Emilia-Romagna, il Piemonte e il Lazio. La stabilità dei prelievi è il risultato di andamenti contrapposti in diversi territori: rispetto al 2023 i consumi sono diminuiti in misura consistente in Lombardia, dove sono scesi di 2.170 GWh, in Friuli-Venezia Giulia (-1.303 GWh) e in Umbria (-593 GWh). All'opposto, in Toscana i consumi sono aumentati di 1.423 GWh, in Veneto di 583 GWh e in Lazio e Trentino di circa 400 GWh.

La ripartizione delle vendite di elettricità nei sei mercati a livello territoriale (Fig. 2.16) mostra una quota del mercato libero largamente preponderante, seppure con divari regionali che si vanno lentamente colmando: la porzione di energia acquistata nel mercato libero più bassa, pari all'85,4% è in Calabria, mentre la più elevata, pari al 96,9% si verifica in Valle d'Aosta.

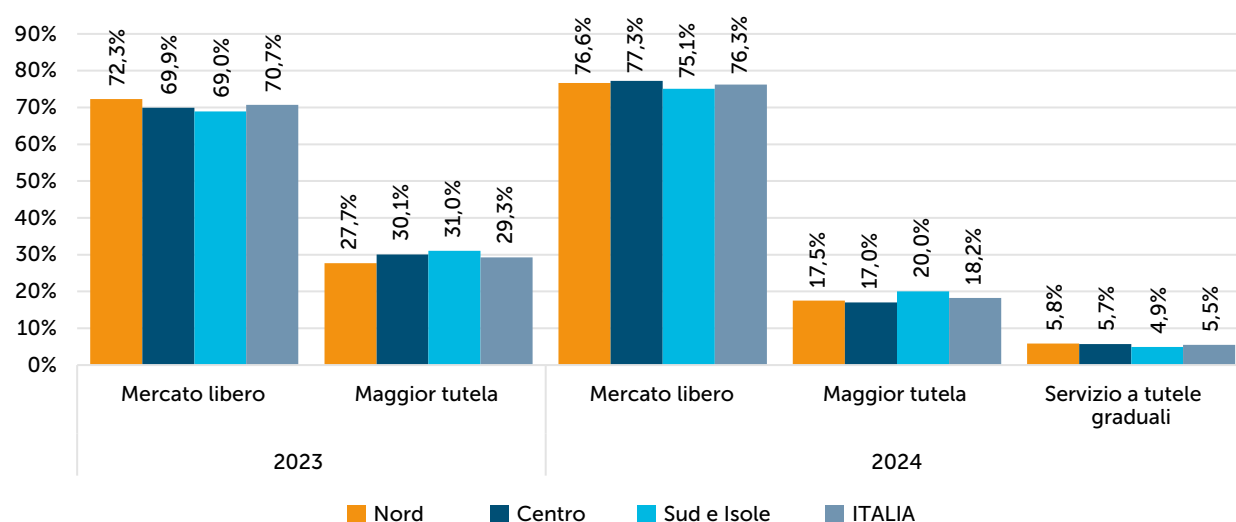
Interessante è infine osservare la ripartizione dei clienti domestici nei vari mercati a livello territoriale (Fig. 2.17). Nel 2024 la quota del mercato libero (calcolata come numero di punti di prelievo domestici serviti nel libero sul totale dei punti di prelievo domestici in ciascuna area) è cresciuta a livello nazionale di 5,5 punti percentuali, ma l'aumento più ampio si è avuto al Centro, dove è passata dal 69,9% al 77,3%. Il Centro è anche la zona in cui il mercato libero ha raggiunto la porzione più elevata di clienti (77,3%). Viceversa, la quota del servizio di maggior tutela, che dal 2024 è riservato ai soli clienti domestici vulnerabili, è diminuita a livello nazionale dell'11%; il Sud e Isole sono la parte di territorio in cui la maggior tutela serve il maggior numero di clienti (20%), mentre il nuovo servizio a tutele graduali possiede la quota più elevata al Nord (5,8%). Le due regioni in cui la quota di clienti serviti in maggior tutela è più elevata sono la Campania e la Calabria (entrambe al 21,9%), mentre quelle in cui è più bassa sono la Toscana (12,5%) e l'Umbria (14,2%). Il nuovo servizio a tutele graduali risulta più ampio in Lazio (7,7%) e in Valle d'Aosta (7,6%).

FIG. 2.16 Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2024



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.17 Clienti domestici serviti nei diversi mercati per area territoriale



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

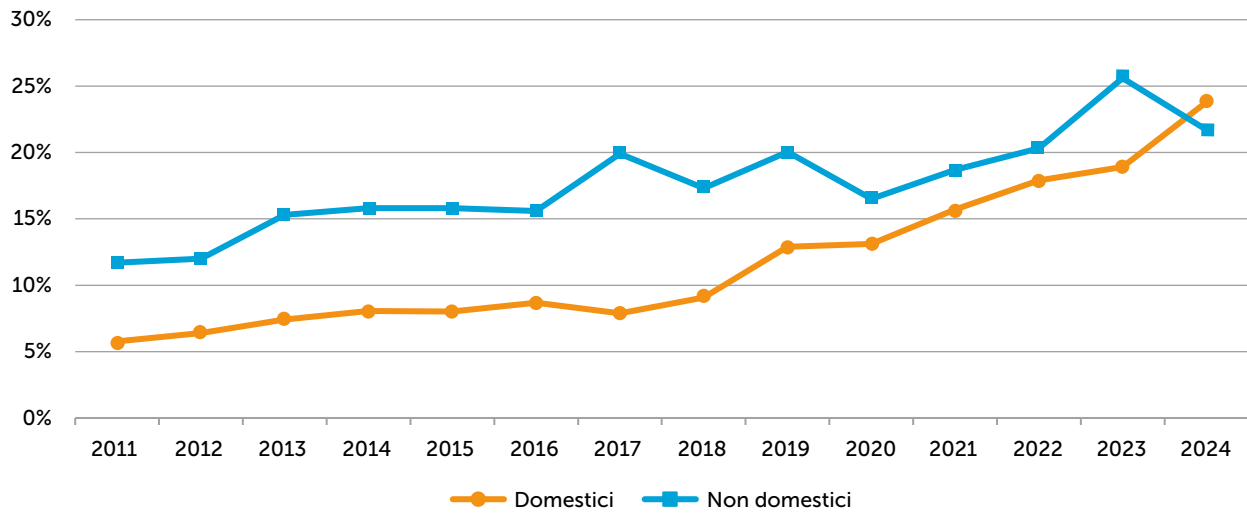
In effetti anche nel 2024 l'attività di *switching* è risultata molto elevata tra i consumatori domestici, sicuramente in parte stimolata dalle comunicazioni che hanno ricevuto sulla fine del servizio di maggior tutela. È verosimile, infatti, che l'uscita dal servizio di maggior tutela abbia spinto alcuni di loro a informarsi e a cercare un fornitore alternativo sapendo di dover comunque cambiare contratto.

TAV. 2.30 Tassi di switching nel settore elettrico per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2023		2024	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	18,9%	24,5%	23,8%	26,8%
Non domestico	25,6%	27,8%	21,7%	22,6%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	25,6%	32,8%	21,8%	26,9%
- media tensione	23,2%	29,3%	19,7%	22,5%
- alta e altissima tensione	25,9%	13,0%	27,8%	13,5%
TOTALE	20,1%	27,0%	23,4%	23,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati ed elaborazioni su dati del SII.

FIG. 2.18 Tassi di switching nel settore elettrico dal 2011



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati e SII.

Lo *switching* della clientela domestica (che non include i passaggi automatici dalla maggior tutela al servizio a tutele graduali), infatti, è cresciuto di quasi cinque punti percentuali rispetto al 2023 in termini di clienti e di oltre due punti percentuali in termini di volumi (Tav. 2.30), superando quello delle utenze non domestiche (Fig. 2.18).

Nel 2024 il 23,8% dei clienti domestici (più di 7 milioni di punti di prelievo, pari al 26,8% dell'energia acquistata dal settore domestico) ha cambiato fornitore nel corso dell'anno. Il tasso di *switching* dei clienti non domestici è invece diminuito rispetto al 2023, sia in termini di punti (dal 25,6% è sceso al 21,7%), sia in termini di volumi (dal 27,8% al 22,6%), pur rimanendo comunque elevato.

In particolare, i clienti altri usi in bassa tensione, hanno evidenziato nel 2024 un tasso di cambio fornitore pari al 26,9% (equivalente al 21,8% dei volumi), quasi sei punti percentuali inferiore a quello del 2023. Anche in questo caso parte della spiegazione è da rintracciare nel venir meno dell'effetto di stimolo dovuto alla graduale esclusione *ex lege* dal servizio di maggior tutela della clientela non domestica che è terminata nel 2023.

L'attività di *switching* degli altri clienti non domestici è rimasta su livelli elevati, sebbene – nel caso dei clienti in media tensione – inferiore a quella degli anni precedenti.

Complessivamente, nel 2024 hanno cambiato fornitore oltre 8,5 milioni di punti di prelievo. In termini di volumi sotsesi, 57,5 TWh, che corrispondono al 22,6% dei volumi acquistati nell'intero mercato elettrico.

TAV. 2.31 Tassi di switching nel settore elettrico per regione nel 2024

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	23,1%	26,1%	20,7%	23,5%	22,7%	24,1%
Valle d'Aosta	7,4%	6,4%	7,8%	2,9%	7,5%	3,5%
Lombardia	22,3%	24,1%	20,2%	19,7%	21,9%	20,5%
Trentino-Alto Adige	7,8%	7,7%	8,5%	10,8%	7,9%	10,3%
Veneto	23,6%	25,7%	21,1%	24,9%	23,2%	25,1%
Friuli-Venezia Giulia	20,4%	22,8%	20,0%	15,5%	20,3%	16,5%
Liguria	23,1%	26,4%	18,0%	19,9%	22,2%	21,7%
Emilia-Romagna	20,4%	22,5%	19,0%	21,1%	20,1%	21,4%
Toscana	25,4%	28,6%	22,3%	27,5%	24,8%	27,8%
Umbria	23,0%	26,0%	22,7%	17,5%	23,0%	19,0%
Marche	23,1%	25,7%	22,4%	23,8%	22,9%	24,2%
Lazio	21,6%	23,9%	19,7%	22,2%	21,3%	22,7%
Abruzzo	26,0%	30,0%	25,7%	21,7%	25,9%	23,6%
Molise	26,3%	31,8%	27,1%	33,9%	26,4%	33,5%
Campania	25,4%	29,0%	23,7%	22,1%	25,1%	24,4%
Puglia	33,5%	37,0%	29,8%	33,9%	32,8%	34,9%
Basilicata	27,6%	32,6%	24,0%	13,2%	26,9%	17,3%
Calabria	25,2%	29,6%	22,8%	25,9%	24,8%	27,4%
Sicilia	25,2%	29,6%	24,5%	29,8%	25,1%	29,7%
Sardegna	27,8%	33,5%	27,4%	38,0%	27,8%	36,4%
ITALIA	23,8%	26,8%	21,7%	22,6%	23,4%	23,6%
Nord	21,6%	23,8%	19,4%	20,6%	21,2%	21,2%
Centro	23,1%	25,8%	21,2%	23,7%	22,8%	24,3%
Sud e Isole	27,3%	31,4%	25,7%	27,7%	27,0%	29,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati e SII.

Guardando al numero totale di clienti che hanno cambiato fornitore nel corso dell'anno a livello regionale (Tav. 2.31), si notano percentuali complessive abbastanza uniformi intorno al valore medio nazionale tra le regioni, con qualche eccezione (Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta mostrano, storicamente, valori di *switching* molto contenuti). Valutato in termini di numerosità complessiva dei clienti il tasso di cambio dei fornitori nelle varie aree del paese mostra valori tendenzialmente più alti al Sud e Isole (27%), rispetto al Nord (21,2%) e al Centro (22,8%).

Anche in termini di volumi totali si nota una lieve differenziazione, con le regioni del Sud e Isole più attive (29%) rispetto a quelle del Centro (24,3%) e con il Nord che evidenzia un tasso relativamente più contenuto (21,2%).

Nel settore domestico le differenziazioni regionali sono abbastanza lievi, benché si osservino punte sia verso il basso (Valle d'Aosta 7,4% e Trentino-Alto Adige 7,8%), sia verso l'alto (Puglia 33,5% e Sardegna 27,8%); complessivamente si riproduce la variabilità per macro-zone già descritta, con il Sud e Isole sicuramente più attivo (27,3%), il Nord meno vivace (21,6%) e il Centro a un livello intermedio (23,1%).

Lo stesso può dirsi per la clientela non domestica, dove il tasso di *switching* (calcolato sui volumi) dei clienti meridionali (27,7%) supera di 7 punti quello dei clienti settentrionali (20,6%), mentre al Centro il tasso di cambio risulta intermedio (23,7%); anche in questo caso i valori di cambio più bassi si riscontrano per la Valle d'Aosta (2,9%) e per il Trentino-Alto Adige (10,8%), mentre quelli più elevati si osservano per la Sardegna (38%) e per Puglia e Molise (33,9% in entrambe le regioni).

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite totali al mercato finale nel 2024 presenta pochi cambi di posizione, quasi tutti nelle posizioni centrali: in crescita si riscontrano i gruppi Alperia, Duferco e Sorgenia, mentre hanno perso posizioni Acea, E.On e Agsm Aim (Tav. 2.32).

TAV. 2.32 Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2024 (in GWh)

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2023
		BT	MT	AT/AAT			
Enel	25.955	16.989	18.801	3.448	65.194	26,8%	1°
A2A	2.592	6.441	10.684	1.981	21.698	8,9%	2°
Hera	3.318	4.685	7.761	232	15.997	6,6%	3°
Edison	2.639	2.818	6.542	2.530	14.528	6,0%	4°
Axpo Group	333	2.690	7.551	2.440	13.014	5,4%	5°
Eni	5.936	1.471	3.840	423	11.669	4,8%	6°
Engie	645	363	3.104	5.310	9.422	3,9%	7°
Alperia	776	1.365	3.143	273	5.557	2,3%	9°
Duferco	367	1.796	1.511	1.561	5.235	2,2%	13°
Acea	1.851	1.660	1.548	119	5.179	2,1%	8°
Iren	2.136	1.617	1.035	234	5.021	2,1%	11°
Sorgenia	681	2.265	1.403	51	4.400	1,8%	14°
E.On	838	1.122	2.264	2	4.226	1,7%	10°
Nova Coop	77	982	2.909	81	4.049	1,7%	16°
Repower	0	2.183	1.821	2	4.006	1,6%	15°
Agsm Aim	588	1.549	602	160	3.898	1,6%	12°
C.V.A.	121	748	2.542	44	3.455	4%	17°
Dolomiti Energia	715	1.204	1.001	1	2.921	1,2%	18°
Alpiq	0	85	1.956	195	2.236	0,9%	20°
Exergia	1	320	1.463	163	1.948	0,8%	22°
Altri operatori	9.190	16.151	11.916	2.071	39.328	16,2%	-
TOTALE OPERATORI	58.760	68.505	94.396	21.322	242.983	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il gruppo Enel rimane l'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, sebbene con una quota del 26,8%, in significativa riduzione rispetto al 33,5% del 2023, a causa di una netta diminuzione delle vendite complessive del gruppo (-20%). Se le vendite alla clientela domestica e ai clienti non domestici in bassa e media tensione sono scese intorno al 15%, quelle verso i clienti in alta tensione si sono più che dimezzate (da 8,1 a 4,4 TWh), facendo perdere al gruppo la prima posizione in questo segmento. La predominanza del gruppo Enel nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, è rimasta comunque significativa: il 33,7% di questo mercato è infatti servito da Enel (era pari a 41,6% nel 2023) e la quota del gruppo inseguitore resta molto distante (A2A con il 7,1%).

Con una quota dell'8,9% il gruppo A2A ha consolidato la seconda posizione della classifica complessiva. Nel 2024 le vendite del gruppo A2A sono cresciute complessivamente di 1,4 TWh (6,8%), in quasi tutti i segmenti e in modo particolare in quello dei clienti domestici (16,7%); pertanto anche nel segmento del *mass market* ha conservato la seconda posizione (con una quota del 7,1%), mezzo punto percentuale superiore a quella ottenuta nel 2023. Anche per questo gruppo, però, le vendite ai clienti in alta tensione sono nettamente diminuite rispetto all'anno precedente (-10%).

È rimasto in terza posizione con la quota complessiva del 6,6% anche il gruppo Hera, le cui vendite hanno sfiorato i 16 TWh (in aumento dell'11,2% rispetto al 2023); tale crescita è dovuta, in particolare, sia alle vendite al segmento domestico (+55%), sia a quelle ai clienti in alta tensione (+14%).

Come detto, tra i gruppi in ascesa troviamo Alperia, che, con una quota del 2,3% del mercato totale, è salito in ottava posizione (era nono nel 2023), grazie a una crescita delle vendite complessive del 20% (0,9 TWh in più del 2023); l'incremento si è realizzato in modo particolare verso i clienti domestici ai quali ha fornito 350 GWh in più del 2023 (82%) e verso i clienti in media tensione (+402 GWh, 15%). Analogamente, il gruppo Duferco è salito in nona posizione (era tredicesimo nel 2023), grazie a un aumento delle vendite di 1,2 TWh rispetto al 2023 (31%), realizzato su tutti i segmenti e, in particolare, su quello della clientela in alta tensione (+403 GWh nel 2024) e su quello della clientela domestica alla quale nel 2024 ha venduto 200 in più rispetto ai 166 GWh realizzati nel 2023. Anche il gruppo Sogrenia è salito in dodicesima posizione (era quattordicesimo nel 2023), grazie all'incremento complessivo di 506 GWh (13%), realizzato in particolare verso i clienti in bassa tensione (29% la crescita delle vendite ai domestici e 11% quella ai non domestici in bassa tensione).

È sceso invece in decima posizione, dall'ottava del 2023, il gruppo Acea, le cui vendite sono diminuite del 18%, specialmente quelle verso i clienti non domestici in alta e media tensione. Allo stesso modo il gruppo E.On è passato in tredicesima posizione (era decimo nel 2023), a causa di un decremento delle vendite complessive del 5%, specie quelle verso i clienti in alta tensione. Anche le vendite del gruppo Agsm Aim sono diminuite dell'8,7% rispetto al 2023, portando il gruppo in sedicesima posizione dalla dodicesima del 2023.

A seguito dei movimenti della classifica appena visti, nel 2024 il livello di concentrazione del mercato totale è nuovamente diminuito, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota di mercato dei primi tre operatori (gruppi societari), è diminuito al 42,3% dal 47,8% dell'anno precedente.

L'indice HHI è sceso da 1.356 a 988, allontanandosi ancora di più prima soglia di attenzione pari a 1.500³⁹. Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è salito da 12 a 14.

Analizzando i vari segmenti si osserva che nel 2024 anche la concentrazione del mercato domestico è nettamente diminuita, rimanendo comunque a un livello elevato: il C3 è sceso dal 69,2% al 59,9%, l'HHI è passato da 3.248 a 2.164. Come già in parte accennato, il 44,2% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel; con una quota del 10,1% il secondo gruppo è Eni, mentre nelle posizioni successive si trovano, nell'ordine, i gruppi Hera (5,6%), Edison (4,5%) e A2A (4,4%).

Un andamento simile della concentrazione si registra nel *mass market*, dove le misure hanno registrato discreti progressi: il C3 è sceso al 47,1% (era 53,7%) e l'indice HHI è passato da 1.883 a 1.333. Il primo operatore, come detto è Enel con il 33,7%, seguito da A2A con il 7,1%, Hera (6,3%), Eni (5,8%) ed Edison (4,3%). In questo segmento le quote dei primi cinque operatori sono tutte aumentate, tranne che per il gruppo Enel.

Anche nel caso delle vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 24,8% (era al 29,9% nell'anno precedente), rimane ben distanziata dal 9,4% del gruppo inseguitore che è A2A. Seguono Hera con il 6,8%, Edison con il 4,1% e Axpo Group con il 3,9%. L'indice HHI è passato da 1.113 a 857.

Nel segmento della media tensione dopo il gruppo Enel, con una quota del 19,9%, i gruppi inseguitori sono tutti abbastanza vicini tra loro: si trovano, infatti, A2A con l'11,3%, Hera con l'8,2% e Axpo Group con l'8%, ed Edison con il 6,9%. L'indice HHI, già molto basso, è sceso da 900 a 795.

Come detto, le vendite a clienti in alta o altissima tensione sono la sezione del mercato complessivo nel quale il gruppo Enel ha perso la prima posizione, essendo stato nettamente superato dal gruppo Engie, la cui quota è salita al 24,9% (era 16,8% nel 2023). La quota di Enel è invece scesa al 16,2% dal 33,3% dello scorso anno. Al terzo posto si trova Edison con l'11,9%, al quarto posto Axpo Group con l'11,4% e al quinto A2A con il 9,3%. Diversamente da quanto accaduto nel 2023, l'indice HHI segnala un calo della concentrazione da 1.722 a 1.328.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela è la fornitura di energia elettrica a condizioni economiche e contrattuali regolate dall'Autorità e garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti allacciati alla propria rete.

Fin dal suo esordio, il servizio ha accolto i clienti che non hanno un venditore nel mercato libero, ma nel corso del tempo ha subito un graduale percorso di rimozione dei clienti che avevano diritto ad accedervi. In particolare, dal 1° gennaio 2021 hanno perso il diritto al servizio le piccole imprese⁴⁰ connesse in bassa tensione nonché le

³⁹ Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato. Il valore massimo dell'indice è 10.000.

⁴⁰ Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono piccole imprese i clienti finali, alimentati in bassa tensione e diversi dai clienti domestici, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

microimprese⁴¹ titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW e, dal 1° aprile 2023, per tutte le altre microimprese. Da maggio 2023, quindi, il servizio è rimasto riservato ai soli clienti domestici. Da ultimo, a partire dal 1° luglio 2024, solo i clienti domestici vulnerabili possono essere riforniti dagli attuali esercenti la maggior tutela.

I clienti vulnerabili sono i clienti domestici che si trovano in almeno una delle seguenti condizioni:

- abbiano compiuto 75 anni;
- abbiano diritto a ricevere il bonus sociale elettrico perché in condizioni di disagio economico o il bonus per gravi condizioni di salute (tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate dall'energia elettrica);
- siano portatori di disabilità ai sensi dell'art. 3 della legge 104/1992;
- siano ubicati in una struttura abitativa di emergenza a seguito di eventi calamitosi;
- siano ubicati in un'isola minore non interconnessa.

I primi risultati dell'Indagine annuale evidenziano che, nel 2024, le vendite nel servizio di maggior tutela sono state pari a 8,5 TWh, distribuite su circa 5,6 milioni di punti di prelievo (calcolati secondo il criterio *pro die*). Rispetto al 2023, si è verificata una significativa contrazione dei consumi, pari a 5,9 TWh (-41,1%) e una diminuzione del numero di punti serviti di circa 3,7 milioni di unità (-39,8%) (Tav. 2.33).

Per quanto descritto finora sull'evoluzione del servizio non sorprende che nel 2024 – anno in cui il servizio è stato riservato esclusivamente alla clientela domestica e, a partire dal secondo semestre, limitato ai soli clienti domestici vulnerabili – si siano registrate contrazioni così significative, sia in termini di energia fornita sia di punti di prelievo attivi, dovute all'uscita dal servizio di tutte le utenze non domestiche e di quelle domestiche non vulnerabili.

Nel dettaglio, oltre ai clienti non domestici, nel 2024 hanno abbandonato il servizio di maggior tutela circa 3,3 milioni di clienti domestici (-37,4%), di cui 2,5 milioni di residenti (-37,4%) e 0,8 milioni di non residenti (-37,3%), evidenziando una riduzione proporzionale tra le due categorie (Fig. 2.19).

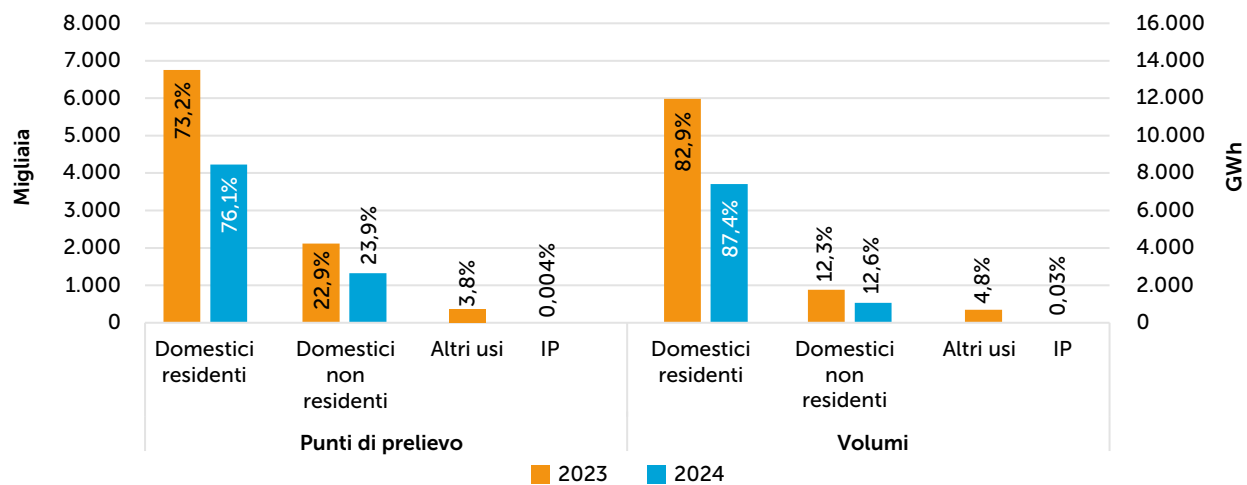
TAV. 2.33 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2023	2024	VARIAZIONE	2023	2024	VARIAZIONE
Domestici	13.728	8.488	-38,2%	8.866	5.553	-37,4%
Residenti	11.959	7.418	-38,0%	6.752	4.227	-37,4%
Non residenti	1.769	1.070	-39,5%	2.114	1.326	-37,3%
Non domestici	694	-	-100,0%	353	-	-100,0%
Illuminazione pubblica	4	-	-100,0%	0	-	-100,0%
Altri usi	690	-	-100,0%	352	-	-100,0%
TOTALE	14.422	8.488	-41,1%	9.219	5.553	-39,8%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

⁴¹ Sono microimprese i soggetti produttivi con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di soli punti di prelievo in bassa tensione.

FIG. 2.19 Consumi e clienti serviti in maggior tutela



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La maggioranza dei clienti vulnerabili serviti in maggior tutela è costituita da clienti residenti, che rappresentano il 76,1% dei punti di prelievo e assorbono l'87,4% dell'energia elettrica complessivamente acquistata nel servizio.

Nel 2024 il consumo medio annuo complessivo è stato pari a 1.529 kWh, diminuito dell'1% rispetto al 2023. Per la clientela residente, il valore si è attestato a 1.755 kWh dai precedenti 1.771 kWh (-0,9%), mentre per i non residenti il calo è risultato più marcato (-3,6%), essendo sceso da 837 a 807 kWh (Tav. 2.34).

Tra i clienti residenti la quasi totalità (92,1%) rientra nelle prime quattro classi di consumo, ovvero acquista al massimo 3.500 kWh all'anno. Per quanto riguarda i punti di prelievo dei clienti non residenti (principalmente seconde case), si conferma la prevalenza di bassi consumi unitari: il 76,5% di tali clienti si colloca nella prima classe di consumo (meno di 1.000 kWh/anno), mentre il 93,0% non supera 2.500 kWh annui (Tav. 2.34).

TAV. 2.34 Clienti nel servizio di maggior tutela nel 2024 per tipologia e per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
Domestici residenti	7.418	87,4%	4.227	76,1%	1.755
0-1.000 kWh	604	7,1%	1.212	21,8%	499
1.000-1.800 kWh	1.789	21,1%	1.284	23,1%	1.393
1.800-2.500 kWh	1.747	20,6%	826	14,9%	2.116
2.500-3.500 kWh	1.656	19,5%	570	10,3%	2.907
3.500-5.000 kWh	997	11,7%	246	4,4%	4.047
5.000-15.000 kWh	571	6,7%	88	1,6%	6.520
> 15.000 kWh	53	0,6%	2	0,0%	25.725
Domestici non residenti	1.070	12,6%	1.326	23,9%	807
0-1.000 kWh	273	3,2%	1.015	18,3%	269
1.000-1.800 kWh	205	2,4%	153	2,7%	1.341

(segue)

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
1.800-2.500 kWh	140	1,6%	66	1,2%	2.106
2.500-3.500 kWh	133	1,6%	46	0,8%	2.919
3.500-5.000 kWh	103	1,2%	25	0,5%	4.097
5.000-15.000 kWh	138	1,6%	19	0,3%	7.347
> 15.000 kWh	79	0,9%	3	0,0%	30.334
TOTALE DOMESTICI	8.488	100%	5.553	100%	1.529

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali offerte nel servizio di maggior tutela si articolano in due modalità: monoraria e bioraria. La modalità bioraria continua a rappresentare la scelta predominante tra la clientela domestica, coinvolgendo il 99,5% dei punti di prelievo (Tav. 2.35).

TAV. 2.35 Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2024 (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	53	0,63%	29	0,5%
Residenti	40	0,47%	19	0,3%
Non residenti	14	0,16%	11	0,2%
Bioraria	8.435	99,4%	5.524	99,5%
Residenti	7.379	86,9%	4.209	75,8%
Non residenti	1.056	12,6%	1.315	23,7%
TOTALE	8.488	100,0%	5.553	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il confronto tra i consumi unitari dei clienti con tariffa monoraria e quelli con tariffa bioraria evidenzia che i primi registrano un consumo medio annuo di 1.813 kWh, superiore del 19% rispetto ai clienti in bioraria, il cui consumo medio si attesta a 1.527 kWh.

Tuttavia, l'analisi per classi di consumo mostra differenze poco significative, a eccezione dell'ultima classe, dove il consumo medio dei clienti in monoraria risulta superiore del 17% rispetto a quello dei clienti in bioraria (Tav. 2.36).

TAV. 2.36 Clienti nel servizio di maggior tutela nel 2024 per condizione economica e classi di consumo annuo (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumi medi in kWh)

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
Monoraria	53	29	1.813
0-1.000 kWh	5	12	384
1.000-1.800 kWh	9	6	1.423
1.800-2.500 kWh	11	5	2.171
2.500-3.500 kWh	10	3	2.957
3.500-5.000 kWh	7	2	4.106

(segue)

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
5.000-15.000 kWh	8	1	7.410
> 15.000 kWh	5	0	32.842
Bioraria	8.435	5.524	1.527
0-1.000 kWh	872	2.214	394
1.000-1.800 kWh	1.985	1.431	1.388
1.800-2.500 kWh	1.876	887	2.115
2.500-3.500 kWh	1.780	612	2.907
3.500-5.000 kWh	1.093	270	4.052
5.000-15.000 kWh	701	105	6.659
> 15.000 kWh	127	5	28.142
TOTALE	8.488	5.553	1.529

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La ripartizione regionale della clientela servita in maggior tutela (Tav. 2.37), risulta sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori.

La Lombardia si conferma la regione con il maggior peso all'interno del servizio di maggior tutela: qui è localizzato il 14% dei punti di prelievo complessivi (e il 15,1% dei clienti residenti). Seguono il Lazio, con una quota pari all'11%, e la Campania, che rappresenta il 9,3% del totale dei punti. Sicilia e Veneto completano la graduatoria delle regioni con maggiore incidenza, con rispettivamente l'8,6% e il 7,7% dei punti di prelievo. All'estremo opposto, la Valle d'Aosta è la regione con la quota più bassa, pari allo 0,4%, seguita dal Molise, con lo 0,6%. Complessivamente, le prime nove regioni per numerosità dei clienti (che oltre alle prime cinque già menzionate includono anche Piemonte, Puglia, Emilia-Romagna e Toscana) rappresentano il 76,4% dei punti di prelievo serviti nel regime di maggior tutela, ricalcando pressoché esattamente la distribuzione della popolazione italiana.

Con riferimento al rapporto tra residenti e non residenti nelle singole regioni, emergono marcate differenze legate, in particolare, alla vocazione turistica di alcune aree. In Valle d'Aosta, ad esempio, i clienti non residenti costituiscono il 75% del totale, mentre i residenti rappresentano soltanto il 24%. Anche in Trentino-Alto Adige si registra una presenza significativa di non residenti, che rappresentano il 46% della clientela totale. Di contro, in regioni come la Campania, i clienti residenti costituiscono l'85% del totale, una percentuale analoga a quella osservata in Lombardia (82%) e Veneto (80%). Di fatto la composizione della clientela vulnerabile varia a seconda del contesto territoriale e delle caratteristiche socio-economiche delle singole regioni.

TAV. 2.37 Clienti nel servizio di maggior tutela nel 2024 per tipologia e per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)

REGIONE	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	433	293	54	96	487	390
Valle d'Aosta	8	5	8	16	16	21
Lombardia	1.085	639	115	136	1.200	776
Trentino-Alto Adige	81	53	39	46	120	98
Veneto	665	345	69	85	734	429
Friuli-Venezia Giulia	161	98	16	27	177	124

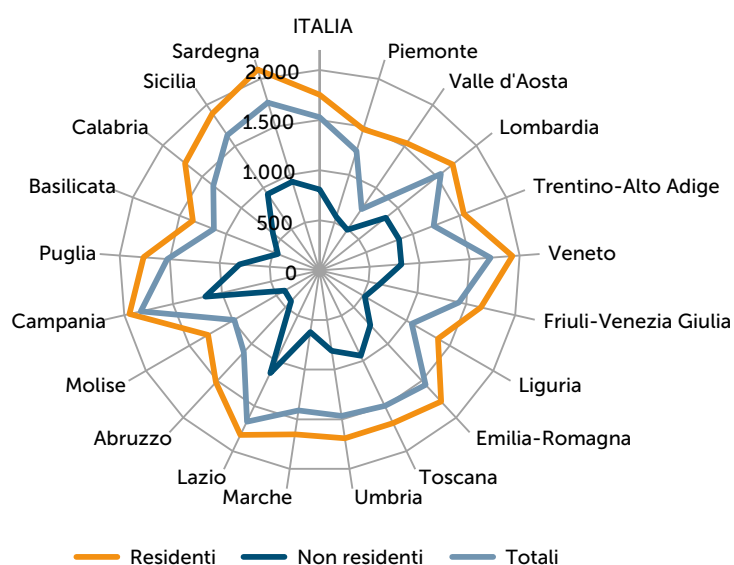
(segue)

REGIONE	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Liguria	195	144	42	80	237	224
Emilia-Romagna	483	271	57	77	540	348
Toscana	420	249	80	85	501	334
Umbria	74	43	12	15	86	58
Marche	174	105	20	32	194	137
Lazio	875	480	150	132	1.025	612
Abruzzo	126	83	21	49	147	132
Molise	29	23	5	12	34	35
Campania	858	441	90	77	948	518
Puglia	482	274	72	90	554	363
Basilicata	57	42	6	14	64	56
Calabria	266	155	43	73	309	228
Sicilia	659	347	118	128	777	475
Sardegna	287	137	53	57	339	194
ITALIA	7.418	4.227	1.070	1.326	8.488	5.553

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I consumi medi (Fig. 2.20) appaiono differenziati tra le regioni; in particolare, analizzando il consumo medio totale, la regione con il valore più alto è la Campania con un consumo pari a 1.830 kWh, mentre la Valle d'Aosta è la regione con il consumo medio più basso (più di due volte inferiore alla Campania); complessivamente sette regioni superano il consumo medio italiano (pari 1.529 kWh). Viceversa, la regione con il consumo unitario più basso analizzando la clientela residente, è il Molise, dove si acquistano 469 kWh in meno della media nazionale dei clienti residenti, quella con il consumo più elevato tra i residenti è la Sardegna (quasi 2.000 kWh). Altre regioni che mostrano valori per i clienti residenti sensibilmente differenti dalla media nazionale sono la Campania (+191 kWh), il Veneto (+173 kWh) e la Sicilia (+143 kWh) mentre si discostano in negativo, oltre al Molise, la Basilicata (-396 kWh), la Liguria (-393 kWh) e il Piemonte (-280 kWh).

FIG. 2.20 Consumi medi regionali dei clienti serviti in maggior tutela nel 2024



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere il servizio di maggior tutela nel 2024 sono 99. Le operazioni societarie più rilevanti che hanno riguardato gli esercenti del servizio nel corso del 2024 sono le seguenti:

- il 1° gennaio 2024 la Società Cooperativa Energia Rasun Anterselva (in breve Egra) ha cessato l'attività;
- il 1° marzo 2024 il Comune di Magliano di Tenna ha ceduto l'attività a Odoardo Zecca;
- il 1° agosto 2024 anche AMET S.p.A. ha ceduto l'attività a Odoardo Zecca.

La tavola 2.38 presenta le prime quindici imprese che nel 2024 hanno gestito il servizio di maggior tutela, evidenziandone le rispettive quote di mercato.

Il principale operatore, il Servizio Elettrico Nazionale del gruppo Enel, ha registrato una quota pari all'84,0%, ma sostanzialmente in linea con il dato dell'anno precedente (-0,1 punti percentuali), nonostante il calo dei volumi complessivi. Anche le altre principali imprese mostrano variazioni contenute nelle rispettive quote di mercato in termini di volume: Acea Energia registra un incremento dello 0,3%, A2A evidenzia un calo dello 0,2%, mentre Iren Mercato segna un lieve aumento dello 0,1%. Di fatto le prime sei posizioni nella graduatoria dei principali operatori rimangono invariate rispetto all'anno precedente, a conferma di una struttura competitiva stabile nel segmento della maggior tutela.

Nel complesso, in termini sia di indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori) le prime tre società coprono una quota del 93,9% del mercato del servizio di maggior tutela, confermando una concentrazione molto elevata del settore anche se in leggero calo rispetto al 2023 (94,2%). L'indice HHI invece resta sostanzialmente invariato, addirittura sale lievemente (+0,5%) da 7.221 del 2023 a 7.257 restando non troppo distante da quota 10.000, che indica la concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore.

TAV. 2.38 *Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2024 (volumi in GWh)*

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA
Servizio Elettrico Nazionale S.p.a.	7.133	84,0%
Acea Energia S.p.a.	599	7,1%
A2A Energia S.p.a.	241	2,8%
Iren Mercato S.p.a.	134	1,6%
Dolomiti Energia S.p.a.	84	1,0%
Estenergy S.p.a.	38	0,4%
Hera Comm S.p.a.	31	0,4%
Agsm Aim Energia S.p.a.	25	0,3%
Alperia Smart Services S.r.l.	25	0,3%
Amet S.p.a.	23	0,3%
Cva Energie S.r.l.	15	0,2%
Soc. Elettrica Liparese S.r.l.	14	0,2%
S.Med.E. Pantelleria S.p.a.	12	0,1%
S.El.I.S. Lampedusa S.p.a.	10	0,1%
Prometeo S.p.a.	9	0,1%
Altri esercenti	95	1,1%
TOTALE	8.488	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Servizio a tutele graduali

Il servizio a tutele graduali è il servizio disciplinato dall'Autorità per accompagnare il passaggio al mercato libero dell'energia elettrica e garantire la continuità della fornitura a quei clienti che, dopo la rimozione della tutela di prezzo (cioè quando perdono il diritto ad acquistare l'energia nel servizio di maggior tutela), non hanno scelto un'offerta in tale mercato.

Questo servizio si differenzia in base alla tipologia dei clienti e si articola in tre modalità: una per i clienti domestici non vulnerabili, una per le microimprese e una per piccole imprese. La fornitura viene erogata da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali. Ogni area territoriale è servita da un solo fornitore, che può operare in più aree contemporaneamente, purché abbia partecipato e sia risultato vincitore nelle gare per l'aggiudicazione del servizio.

Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili

Il servizio a tutele graduali è destinato ai clienti domestici non vulnerabili che, al termine del servizio di maggior tutela, non avevano ancora scelto un fornitore nel mercato libero dell'energia elettrica. Il servizio è divenuto operativo a partire dal 1° luglio 2024.

Le condizioni contrattuali del servizio a tutele graduali corrispondono a quelle delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (offerte PLACET) con riferimento alle tempistiche di fatturazione (bimestrale); alle garanzie richieste al cliente e alle modalità di pagamento. Più in dettaglio, le condizioni economiche stabilite prevedono un pieno allineamento del prezzo dell'approvvigionamento dell'energia elettrica al valore della *commodity* nel mercato all'ingrosso, attraverso l'applicazione al cliente finale del PUN effettivamente realizzatosi (c.d. PUN *ex post*). Esse prevedono inoltre l'applicazione di una componente di prezzo a copertura dei costi di commercializzazione del servizio definita a partire dai prezzi di aggiudicazione delle gare, ma mantenendo un prezzo unico a livello nazionale.

TAV. 2.39 *Esercenti del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel periodo 1° luglio 2024-31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale*

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Aosta, Biella, Milano provincia, Verbania, Vercelli	Enel Energia
Parma, Piacenza, Torino provincia	Enel Energia
Como, Torino comune, Varese	Illumia
Imperia, Lecco, Monza-Brianza, Savona	E.On Energia
Brescia, Milano comune	Enel Energia
Cremona, Genova, La Spezia, Lodi, Lucca, Massa Carrara	Hera Comm
Alessandria, Asti, Cuneo, Novara, Pavia	Hera Comm
Bergamo, Sondrio, Udine	Hera Comm
Belluno, Gorizia, Pordenone, Treviso, Trieste	Enel Energia
Bolzano, Trento, Vicenza	Enel Energia
Mantova, Modena, Reggio Emilia, Verona	Enel Energia
Ancona, Padova, Pesaro-Urbino, Venezia	Hera Comm

(segue)

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Ascoli-Piceno, Bologna, Fermo, Ferrara, Macerata, Rovigo	Hera Comm
Firenze, Roma provincia	Illumia
Arezzo, Caserta, Perugia, Rieti, Terni, Viterbo	Hera Comm
Roma comune	Enel Energia
Napoli provincia, Nuoro, Sassari	Illumia
Cagliari, Napoli comune, Oristano, Sud Sardegna	A2A Energia
Avellino, Benevento, Grosseto, Livorno, Pisa, Pistoia, Prato, Siena	Edison Energia
Chieti, Forlì-Cesena, L'Aquila, Pescara, Ravenna, Rimini, Teramo	Hera Comm
Bari, Frosinone, Latina	Edison Energia
Brindisi, Matera, Potenza, Salerno, Taranto	Iren Mercato e Salerno Energia Vendite
Barletta-Andria-Trani, Campobasso, Cosenza, Foggia, Isernia	Iren Mercato e Salerno Energia Vendite
Catanzaro, Crotone, Lecce, Reggio Calabria, Vibo Valentia	Edison Energia
Catania, Enna, Messina, Ragusa, Siracusa	Edison Energia
Agrigento, Caltanissetta, Palermo, Trapani	A2A Energia

Fonte: ARERA.

Il 6 febbraio 2024, l'Acquirente unico ha reso noti i risultati delle procedure concorsuali, indicando, per ciascuna delle ventisei aree territoriali nelle quali è stato suddiviso il territorio nazionale, i nominativi dei fornitori aggiudicatari del servizio e i relativi prezzi di assegnazione; il periodo di erogazione va dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027 (Tav. 2.39). Le ventisei aree territoriali sono state assegnate a sette operatori: A2A Energia, E.On Energia, Edison Energia, Enel Energia, Hera Comm, Illumia, Iren Mercato e Salerno Energia Vendite.

Secondo i dati (provvisori) dell'Indagine annuale, nel 2024 il servizio a tutele gradualì per i clienti domestici non vulnerabili ha registrato la vendita di 3,1 TWh di energia elettrica, distribuiti su 1.675.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die* (Tav. 2.40).

Enel Energia e Hera Comm si sono aggiudicate il maggior numero di ambiti, risultando vincitrici in sette aree ciascuna. Anche per questo si osserva una ripartizione differenziata dei volumi di energia venduti tra i vari operatori (Tav. 2.41).

All'interno di questo servizio, la categoria più rappresentata è quella dei clienti residenti, che ha contribuito per l'84% ai volumi totali e per il 73% dei punti di prelievo. In particolare, in tale segmento sono stati venduti a circa 2,6 TWh a circa 1.230.000 di punti di prelievo. A livello nazionale, il consumo medio per cliente domestico servito nel regime di tutele gradualì è pari a 1.852 kWh. Tuttavia, l'analisi disaggregata per tipologia di cliente evidenzia differenze significative: i clienti residenti, infatti, mostrano un consumo medio annuo di 2.116 kWh, mentre quello dei non residenti si attesta a 1.124 kWh, poco meno della metà dei residenti (Tav. 2.40).

TAV. 2.40 Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2024 per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
	2024	2024	2024
Residente	2.602,2	1.230	2.116
Non residente	500,5	445	1.124
TOTALE	3.102,7	1.675,0	1.852

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.41 Esercenti il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili

ESERCENTE	NUMERO DI AREE AGGIUDICATE	QUOTA DEI VOLUMI
A2A Energia	2	6,2%
E.On Energia	1	2,9%
Edison Energia	4	14,2%
Enel Energia	7	32,3%
Hera Comm	7	26,2%
Illumia	3	12,2%
Iren Mercato e Salerno Energia Vendite	2	5,9%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.42 Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2024 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	244,9	7,9%	553,7	33,1%	442
1.000 - 1.800 kWh	561,1	18,1%	395,6	23,6%	1.419
1.800 - 2.500 kWh	610,2	19,7%	291,0	17,4%	2.097
2.500 - 3.500 kWh	782,7	25,2%	260,2	15,5%	3.008
3.500 - 5.000 kWh	479,7	15,5%	117,0	7,0%	4.101
5.000 - 15.000 kWh	371,6	12,0%	55,5	3,3%	6.700
> 15.000 kWh	52,4	1,7%	2,1	0,1%	25.426
TOTALE	3.102,7	100,0%	1.675,0	100,0%	1.852,4

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 74% dei punti di prelievo rientra nella prime tre classi dimensionali, cioè consuma meno di 2.500 kWh all'anno. Nonostante raccolgano la quota più numerosa di clienti, l'insieme delle prime tre classi consuma meno della metà dell'energia (il 45,6%).

La classe di consumo più rilevante in termini di energia assorbita è invece la quarta, cioè quella che include i clienti con consumi compresi tra 2.500 e 3.500 kWh/anno, che pur rappresentando solo il 15,5% dei punti di prelievo totali, consuma un quarto dei volumi complessivi (Tav. 2.42).

La disaggregazione dei clienti per tipologia di tariffazione (Tav. 2.43) evidenzia una netta prevalenza della tariffa multioraria. In particolare, circa il 68% dei punti di prelievo e dei volumi complessivi è associato a contratti con tariffa multioraria, mentre la tariffa monoraria riguarda circa il 32% dei punti e dei volumi.

TAV. 2.43 Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2024 per condizione economica (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	1.010,5	32,6%	520,2	31,1%
Multioraria	2.092,2	67,4%	1.154,7	68,9%
TOTALE	3.102,7	100,0%	1.675,0	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.44 Servizio a tutele graduali per clienti domestici nel 2024 per regione (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	185,6	123,1	1.507
Valle d'Aosta	6,7	8,3	809
Lombardia	510,5	264,1	1.933
Trentino-Alto Adige	43,4	32,7	1.328
Veneto	324,6	147,7	2.197
Friuli-Venezia Giulia	74,3	42,8	1.734
Liguria	92,0	69,5	1.324
Emilia-Romagna	227,8	114,8	1.985
Toscana	197,7	107,5	1.839
Umbria	29,6	16,3	1.817
Marche	71,6	40,5	1.767
Lazio	434,3	219,3	1.980
Abruzzo	52,1	37,5	1.388
Molise	11,5	9,1	1.276
Campania	257,2	121,4	2.119
Puglia	173,7	89,8	1.935
Basilicata	18,8	14,0	1.341
Calabria	83,8	54,9	1.525
Sicilia	203,9	108,2	1.885
Sardegna	103,5	53,5	1.937
ITALIA	3.102,7	1.675,0	1.852

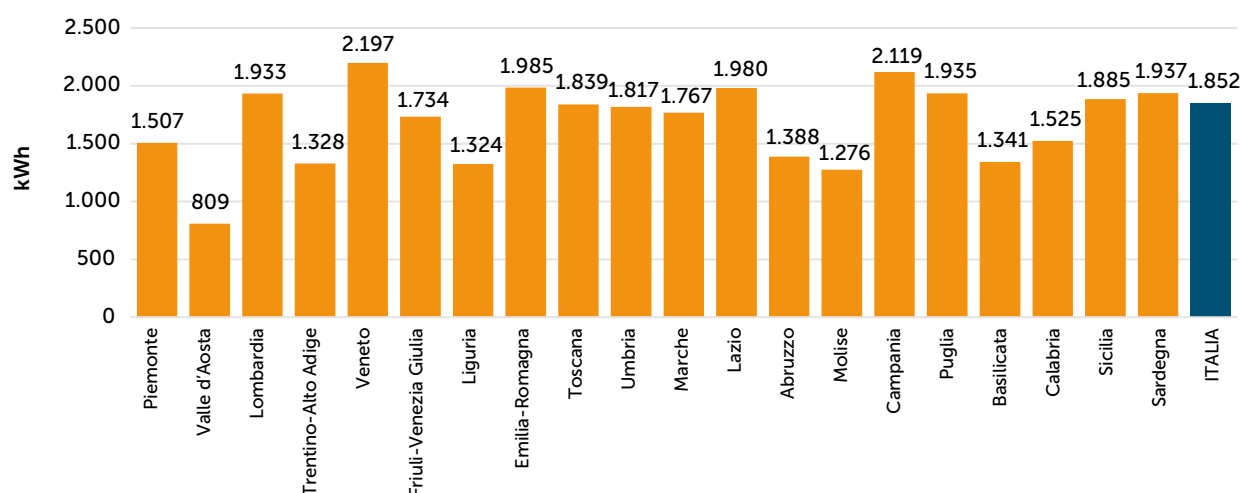
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione regionale dei clienti (Tav. 2.44) evidenzia come, anche in questo servizio, la Lombardia rappresenti la principale area di consumo, assorbendo il 16,5% del totale nazionale. Seguono il Lazio con il 14%, il Veneto con il 10,5% e la Campania con l'8,3%. Le restanti regioni presentano quote inferiori al 7,5%, con le regioni più piccole che naturalmente registrano le percentuali più basse (Valle d'Aosta, Basilicata e Molise).

Una simile configurazione si osserva anche nella distribuzione dei punti di prelievo, dove le quote più elevate si riscontrano nuovamente in Lombardia (15,8%), Lazio (13,1%) e Veneto (8,8%). Le altre regioni mostrano tutte incidenze inferiori al 7,5%.

La figura 2.21 mostra i consumi medi annui (calcolati sul totale dei clienti) per le diverse regioni. Il valore medio nazionale, come si è detto, è pari a 1.852 kWh. Si osservano tuttavia variazioni significative: il Veneto presenta un consumo medio pari a 2.197 kWh, superiore del 19% rispetto alla media nazionale, seguito dalla Campania con un valore di 2.119 kWh (+14% rispetto alla media nazionale). Complessivamente in otto regioni si registrano consumi medi superiori alla media nazionale. All'estremo opposto, la Valle d'Aosta registra il consumo medio più basso, pari a 809 kWh, seguita dal Molise e dalla Liguria, con valori inferiori rispettivamente del 31% e del 29% rispetto alla media nazionale.

FIG. 2.21 Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2024



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese

Dal 1° gennaio 2021 il servizio di maggior tutela è cessato per le piccole imprese di energia elettrica connesse in bassa tensione⁴² e per le micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW.

TAV. 2.45 Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel periodo 1° luglio 2021-30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Lazio, Lombardia, Veneto, Liguria, Trentino-Alto Adige	A2A Energia
Campania, Marche, Umbria, Abruzzo, Molise, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna	Hera Comm
Friuli-Venezia Giulia, Valle d'Aosta, Puglia, Toscana e Comune di Milano	Iren Mercato
Piemonte, Emilia-Romagna	Axpo Italia

Fonte: ARERA.

⁴² Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 2019/944 sono piccole imprese le imprese con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo oppure un totale di bilancio annuo non superiore a 10 milioni di euro.

Per il primo periodo di attuazione del servizio, che andava dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024, si sono aggiudicate il servizio quattro imprese: A2A Energia, Axpo Italia, Hera Comm, Iren Mercato, una per ciascuna delle quattro aree territoriali appositamente definite, come indicato nella tavola 2.45. Per il secondo periodo, che va dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027, la nuova procedura concorsuale ha aggiudicato il servizio in sette aree territoriali a tre venditori A2A Energia, Enel Energia, Iren Mercato, come riportato nella tavola 2.46.

TAV. 2.46 *Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele gradualì per le piccole imprese nel periodo 1° luglio 2024-31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale*

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Toscana, Calabria	Iren Mercato
Lazio, Friuli-Venezia Giulia, Valle d'Aosta	A2A Energia
Lombardia senza il comune di Milano	Enel Energia
Emilia-Romagna, Piemonte	Iren Mercato
Comune di Milano, Liguria, Trentino-Alto Adige, Veneto	Enel Energia
Campania, Marche, Sardegna	A2A Energia
Puglia, Abruzzo, Basilicata, Molise, Umbria, Sicilia	Iren Mercato

Fonte: ARERA.

Anche per le piccole imprese che acquistano l'energia nel servizio a tutele gradualì le condizioni contrattuali del servizio corrispondono a quelle delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (offerte PLACET), definite dall'Autorità, e sono relative alle modalità e tempistiche di fatturazione, al contenuto dei documenti di fatturazione, alle garanzie da richiedere al cliente, alle tempistiche e alle modalità di pagamento, nonché alle modalità di rateizzazione e di applicazione degli interessi di mora in caso di mancato pagamento da parte del cliente finale. Le offerte PLACET non prevedono quindi la fissazione dei prezzi da parte dell'Autorità; le condizioni economiche relative alla spesa per la materia energia, infatti, sono basate sui valori consuntivi del PUN e comprendono corrispettivi a copertura degli altri costi di approvvigionamento e commercializzazione. Il prezzo pagato dai clienti finali dipende anche dal livello dei parametri offerti da ciascun esercente in ciascuna area territoriale di assegnazione del servizio.

I dati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2024 nel servizio a tutele gradualì per le piccole imprese sono stati venduti 1,2 TWh a 77.132 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*; Tav. 2.47). Rispetto al 2023, i consumi si sono ridotti (-268 GWh, -17,8%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 15.000 unità (-16,8%).

TAV. 2.47 *Servizio a tutele gradualì per le piccole imprese per tipologia di cliente (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia)*

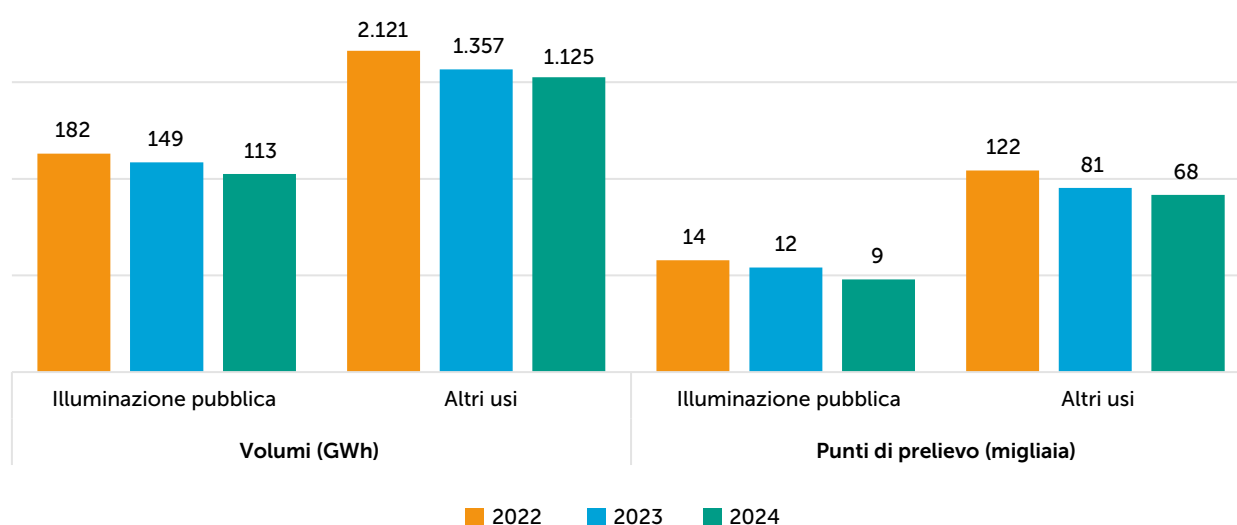
TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2023 ^(A)	2024	VARIAZIONE	2023 ^(A)	2024	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	148,6	112,6	-24,2%	12,1	9,1	-24,8%
Altri usi	1.357,4	1.125,4	-17,1%	80,6	68,0	-15,6%
TOTALE	1.506,0	1.238,0	-17,8%	92,7	77,1	-16,8%

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele gradualì per le piccole imprese e servizio a tutele gradualì per le microimprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

All'interno del servizio, la tipologia di clientela più numerosa è rappresentata dai clienti non domestici con usi diversi dall'illuminazione pubblica, definiti come clienti altri usi, che acquistano il 91% dei volumi complessivi e rappresentano l'88% dei punti di prelievo. Nel 2024 tali clienti sono risultati pari a circa 68.000 e hanno consumato circa 1,1 TWh, mentre i punti per illuminazione pubblica sono risultati pari a circa 9.100 e hanno acquistato poco meno di 113 GWh. Il consumo medio unitario dei clienti altri usi, pari a 16.542 kWh è diminuito dell'1,8% rispetto all'anno precedente, restando comunque superiore a quello delle utenze destinate all'illuminazione pubblica, pari a 12.369 kWh, che al contrario è risultato in lieve aumento rispetto al 2023 (+0,7%).

FIG. 2.22 Consumi e clienti serviti nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 72% circa dei punti di prelievo per altri usi ricade nelle prime tre classi dimensionali (fino a 15 MWh/anno), ma nel loro insieme tali classi assorbono solo il 17,8% dei consumi della categoria. La maggior parte dei consumi (74,3%) è concentrato nelle tre classi medio-grandi (da 20 a 500 MWh/anno) che includono il 22,3% dei punti di prelievo, mentre le classi successive hanno un'incidenza quasi irrilevante, sia in termini di punti serviti, sia in termini di energia acquistata (Tav. 2.48).

Analizzando la condizione economica delle piccole imprese in tale servizio si evince che la quasi totalità dei punti (82,3%) ha un contratto con tariffa multioraria e consuma l'83% dei volumi (Tav. 2.49), mentre la tariffa monoraria incide per il 17,7% dei punti e il 17% dei volumi.

TAV. 2.48 Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2024 per classe di consumo (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	59,6	4,8%	38,7	50,1%	1.541
5-10 MWh	77,7	6,3%	10,2	13,3%	7.590
10-15 MWh	83,4	6,7%	6,6	8,5%	12.707
15-20 MWh	79,0	6,4%	4,5	5,8%	17.719
20-50 MWh	364,8	29,5%	11,4	14,8%	31.924
50-100 MWh	280,2	22,6%	4,1	5,3%	69.093

(segue)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
100-500 MWh	274,4	22,2%	1,7	2,2%	163.529
500-2.000 MWh	18,7	1,5%	0,0	0,0%	659.460
TOTALE	1.238,0	100,0%	77,1	100,0%	16.050

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.49 Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2024 per condizione economica (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	210,0	17,0%	13,6	17,7%
Multioraria	1028,0	83,0%	63,5	82,3%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione regionale dei clienti è illustrata nella tavola 2.50. La Lombardia risulta la regione più importante, con una quota di circa il 19% in termini sia di volumi, sia di punti di prelievo, seguita – in termini di volumi – da Lazio (12%), Veneto (8,6%) e Campania (8%); tutte le altre regioni hanno quote inferiori all'8%. In termini di punti di prelievo, le principali regioni in cui è diffuso il servizio a tutele graduali, dopo la Lombardia, sono: il Lazio (11,1%) il Veneto (9,6%), l'Emilia-Romagna (7,3%), la Campania (7,3%); le rimanenti hanno quote inferiori al 7%.

Nella figura 2.23 è indicata la ripartizione dei consumi medi regionali di tutti i clienti, sia che utilizzino l'energia per l'illuminazione pubblica, sia per altri usi. Il consumo medio nazionale, pari a 16.050 kWh, è diminuito dell'1,2% rispetto al 2023 (16.245 kWh). Presentano valori sensibilmente superiori alla media nazionale la Sicilia (+23%), la Puglia (+22%) e la Toscana (+21%). Di converso sono nettamente inferiori i consumi medi registrati in Liguria (-31%), Marche (-31%) e in Molise (-23%).

TAV. 2.50 Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2024 per regione (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)

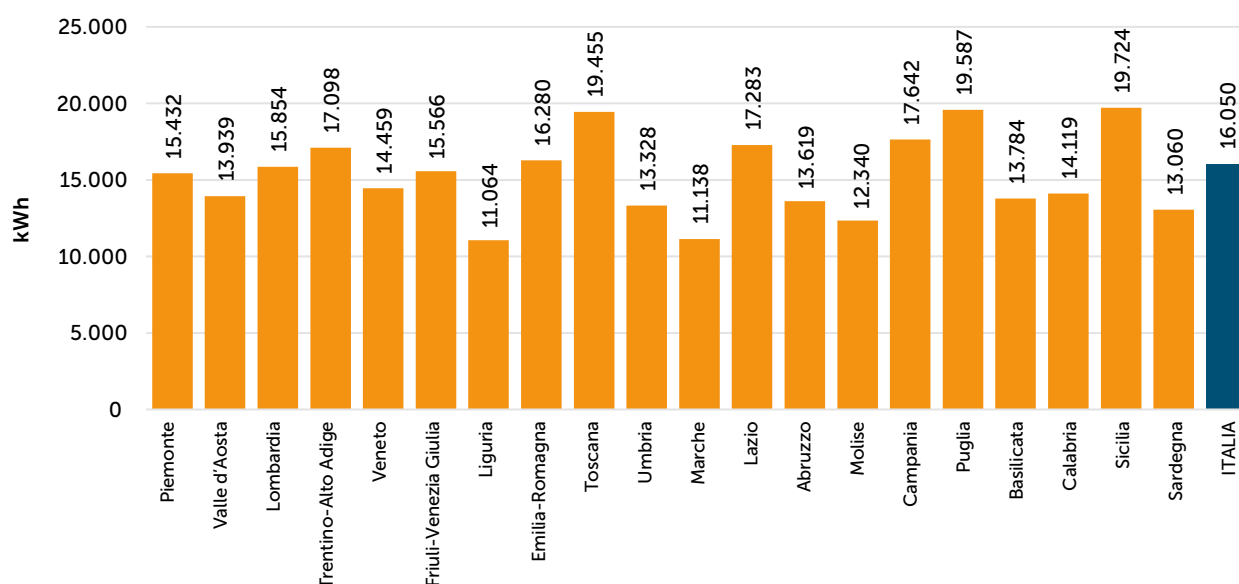
REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	83,1	5,4	15.432
Valle d'Aosta	1,6	0,1	13.939
Lombardia	237,6	15,0	15.854
Trentino-Alto Adige	16,8	1,0	17.098
Veneto	107,1	7,4	14.459
Friuli-Venezia Giulia	22,4	1,4	15.566
Liguria	31,4	2,8	11.064
Emilia-Romagna	92,2	5,7	16.280
Toscana	76,9	4,0	19.455
Umbria	11,6	0,9	13.328
Marche	18,9	1,7	11.138
Lazio	148,3	8,6	17.283
Abruzzo	18,6	1,4	13.619
Molise	6,7	0,5	12.340

(segue)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Campania	99,0	5,6	17.642
Puglia	77,9	4,0	19.587
Basilicata	10,6	0,8	13.784
Calabria	48,4	3,4	14.119
Sicilia	90,6	4,6	19.724
Sardegna	38,0	2,9	13.060
ITALIA	1.238,0	77,1	16.050

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.23 Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2024



Fonte: ARERA, indagine annuale sui settori regolati. Servizio a tutele graduali per le microimprese.

Servizio a tutele graduali per le microimprese

Dal 1° aprile 2023 anche le microimprese, cioè i clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW hanno perso il diritto ad accedere al servizio di maggior tutela. L'Autorità ha quindi definito le condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese per un periodo di quattro anni, che va dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2027. Il 16 dicembre 2022 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per l'aggiudicazione del servizio; le aree territoriali assegnate sono complessivamente dodici, mentre il numero di esercenti che si sono aggiudicati il servizio sono sette: A2A Energia, ACEA Energia, AGSM AIM Energia, Estra Energie, Hera Comm, Illumia e Sorigenia (Tav. 2.51).

TAV. 2.51 Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese nel periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Belluno, Venezia, Verona	Hera Comm
Bologna, Modena, Piacenza, Padova, Parma, Reggio Emilia, Rovigo, Treviso, Vicenza	Sorgenia
Abruzzo, Marche, Umbria, Forlì-Cesena, Ferrara, Ravenna, Rimini	A2A Energia
Bergamo, Brescia, Cremona, Lecco, Lodi, Milano escluso comune di Milano, Mantova, Sondrio	Sorgenia
Valle d'Aosta, Alessandria, Asti, Como, Monza-Brianza, comune di Milano, Novara, Pavia, Varese, Verbania, Vercelli	Sorgenia
Liguria, Biella, Cuneo, Torino	Agsm Aim Energia
Arezzo, Firenze, Latina, Prato, Rieti, Roma escluso comune di Roma, Siena, Viterbo	Illumia
Molise, Frosinone, Grosseto, Livorno, Lucca, Massa-Carrara, Pisa, Pistoia, comune di Roma	A2A Energia
Basilicata, Calabria, Bari, Taranto	Estra Energie
Sardegna, Caserta, Napoli escluso comune di Napoli	A2A Energia
Avellino, Barletta-Andria-Trani, Benevento, Brindisi, Foggia, Lecce, comune di Napoli, Salerno	Acea Energia
Sicilia	A2A Energia

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali sono analoghe a quelle delle Offerte PLACET e, con riferimento alle condizioni economiche, prevedono l'allineamento del prezzo di approvvigionamento dell'energia elettrica al valore della *commodity* nel mercato all'ingrosso, attraverso l'applicazione al cliente finale del PUN effettivamente realizzatosi (c.d. PUN *ex post*). Inoltre, come per le utenze domestiche, viene applicata una componente di prezzo a copertura dei costi di commercializzazione del servizio definita a partire dai prezzi di aggiudicazione delle gare, ma mantenendo un prezzo unico a livello nazionale.

I dati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2024 nel servizio a tutele graduali per le microimprese sono stati venduti 1,5 TWh a 829.000 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*; Tav. 2.52). Rispetto al 2023, i consumi sono rimasti quasi stabili (-2%) così come i punti di prelievo serviti (+0,3%).

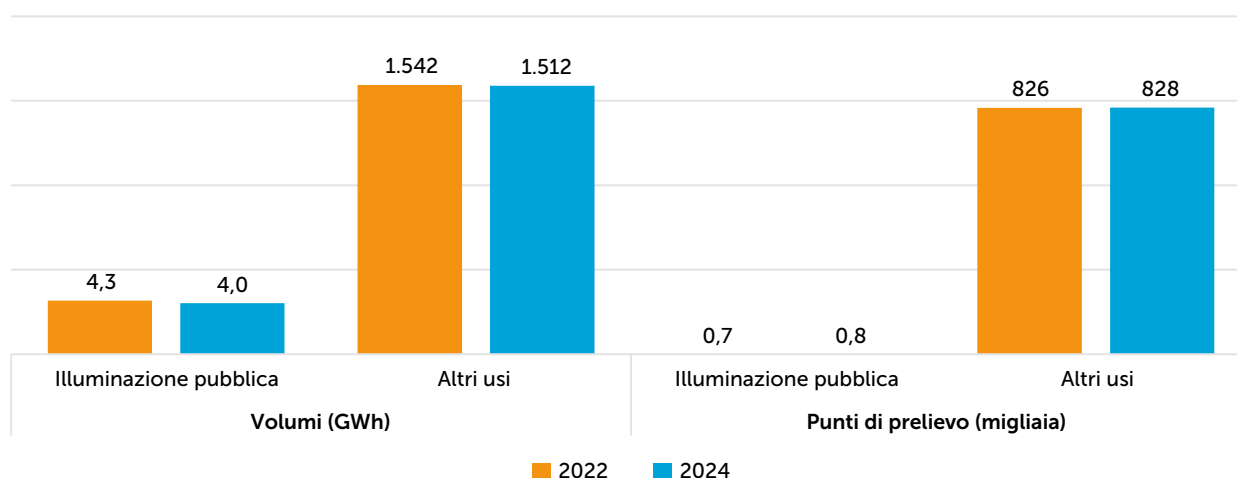
Nell'ambito del servizio, la quasi totalità dei punti e dei volumi è rappresentata dai clienti non domestici con consumi diversi dall'illuminazione pubblica (o clienti altri usi), l'illuminazione pubblica rappresenta, infatti, lo 0,1% del totale dei punti e lo 0,3% dei volumi. Nel 2024 i clienti non domestici altri usi hanno consumato circa 1,5 TWh e sono risultati pari a circa 828.000 punti di prelievo. Il consumo medio unitario di tali clienti, pari a 1.825 kWh è sceso del 2,3% rispetto all'anno precedente; in misura molto maggiore (-21,3%) è invece diminuito il consumo medio dei clienti per illuminazione pubblica, passato da 6.000 a 4.737 kWh.

TAV. 2.52 Servizio a tutele graduali per le microimprese per tipologia di cliente (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2023 ^(A)	2024	VARIAZIONE	2023 ^(A)	2024	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	4,3	4,0	-6,5%	0,7	0,8	18,8%
Altri usi	1.542,4	1.511,7	-2,0%	825,9	828,2	0,3%
TOTALE	1.546,7	1.515,7	-2,0%	826,7	829,1	0,3%

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le microimprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.24 Consumi e clienti serviti nel servizio a tutele graduali per le microimprese

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.53 Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2024 per classe di consumo (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	745,8	49,2%	759,9	91,7%	981
5-10 MWh	295,7	19,5%	41,5	5,0%	7.125
10-15 MWh	200,2	13,2%	16,1	1,9%	12.471
15-20 MWh	96,7	6,4%	5,5	0,7%	17.564
20-50 MWh	162,4	10,7%	5,9	0,7%	27.713
50-100 MWh	12,9	0,8%	0,2	0,0%	60.476
100-500 MWh	1,1	0,1%	0,0	0,0%	155.770
500-2.000 MWh	1,0	0,1%	0,0	0,0%	1.003.439
TOTALE	1.515,7	100,0%	829,1	100,0%	1.828

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 91,7% dei punti di prelievo ricade nella prima classe dimensionale (fino a 5 MWh/anno), e acquista il 49,2% dei volumi complessivi. Tali utenze presentano un consumo medio molto basso pari a 981 kWh. Le tre classi successive (da 5 a 20 MWh/anno) includono solo il 7,6% dei punti per un consumo complessivo pari al 39,1% (Tav. 2.53).

La disaggregazione delle microimprese per tipo di tariffazione nel servizio a tutele graduali (Tav. 2.54) non mostra grandi differenze rispetto a quella delle piccole imprese: l'89% dei punti e dei volumi ha un contratto con tariffa multioraria, la condizione monoraria interessa l'11% circa dei punti e dei volumi.

TAV. 2.54 Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2024 per condizione economica (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	174,2	11,5%	88,5	10,7%
Multioraria	1.341,5	88,5%	740,5	89,3%
TOTALE	1.515,7	100,0%	829,1	100,0%

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le microimprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.55 Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2024 per regione (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	82,2	49,1	1.674
Valle d'Aosta	1,7	1,1	1.481
Lombardia	160,4	83,0	1.931
Trentino-Alto Adige	24,5	11,2	2.181
Veneto	95,6	50,8	1.882
Friuli-Venezia Giulia	21,1	11,5	1.843
Liguria	42,3	28,0	1.514
Emilia-Romagna	87,1	54,2	1.607
Toscana	95,1	65,1	1.460
Umbria	13,3	10,0	1.337
Marche	30,7	22,6	1.356
Lazio	258,1	115,1	2.242
Abruzzo	26,6	15,5	1.712
Molise	5,7	3,9	1.476
Campania	209,5	92,4	2.267
Puglia	106,2	69,2	1.535
Basilicata	12,6	10,9	1.158
Calabria	53,7	32,4	1.656
Sicilia	143,4	77,2	1.856
Sardegna	45,8	25,7	1.785
ITALIA	1.515,7	829,1	1.828

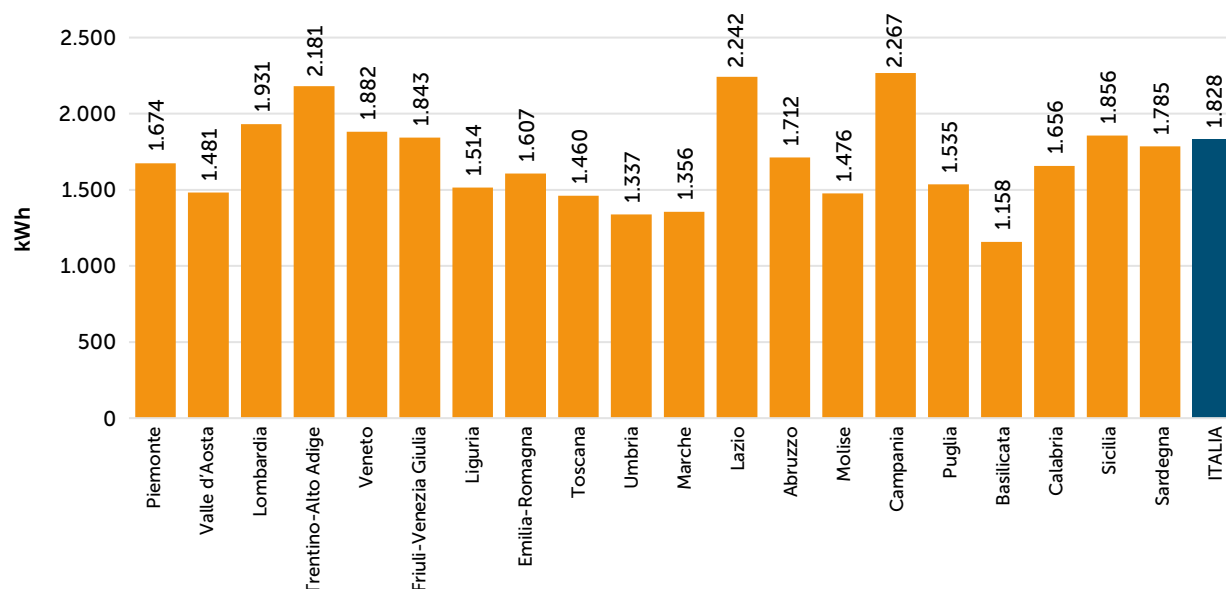
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella distribuzione regionale dei clienti (Tav. 2.55) il Lazio risulta la regione più importante, con una quota di circa il 17% in termini sia di volumi 14% di punti di prelievo, seguita – in termini di volumi – da Campania (13,8%) e Lombardia (10,6%); tutte le altre regioni hanno quote inferiori al 9,5%. In termini di punti di prelievo, le principali regioni in cui è diffuso il servizio a tutele graduali, dopo il Lazio, sono: Campania (11,1%) e Lombardia (10%), le rimanenti hanno tutte quote inferiori al 9,3%.

Nel 2024 il consumo medio nazionale è sceso a 1.828 kWh dai 1.871 kWh del 2023 (-2,3%) (Fig. 2.25). La regione con il consumo medio più alto è la Campania (2.267 kWh), ma altre sei regioni presentano valori superiori alla media nazionale: Lazio (2.242 kWh), Trentino-Alto Adige (2.181 kWh), Lombardia (1.931 kWh), Sicilia (1.856 kWh),

Friuli-Venezia Giulia (1.843 kWh) e Veneto (1.882 kWh). All'opposto, le regioni con i consumi unitari più bassi sono la Basilicata (1.158 kWh), seguita dall'Umbria (1.337 kWh) e dalle Marche (1.356 kWh).

FIG. 2.25 Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2024



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

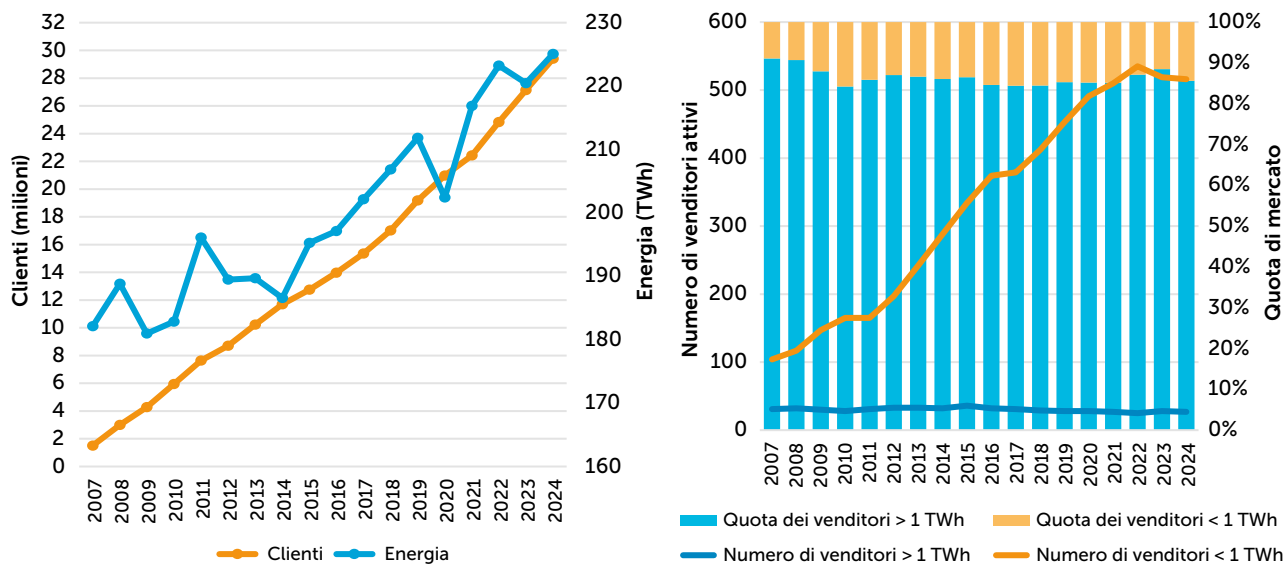
Mercato libero

Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2024 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 225,1 TWh, 4,6 TWh in più del 2023, a circa 29 milioni di clienti, cresciuti dell'8,3% rispetto al 2023. I clienti nel mercato libero, in costante e marcata crescita, hanno raggiunto ormai il 78,2% dell'intero mercato della vendita di energia elettrica italiano, così come l'energia intermediata è passata da 182 TWh del 2007 agli attuali 225 TWh, benché tale espansione non abbia mantenuto sempre lo stesso ritmo e, anzi, nell'arco del tempo abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto (Fig. 2.26).

A prescindere dall'andamento del mercato, comunque, il numero di venditori attivi è cresciuto ininterrottamente dal 2007 fino al 2022. Il 2023 è stato essere il primo anno in cui tale tendenza si è interrotta, e anche nel 2024 si è registrato un piccolo calo.

Nel 2024, infatti, in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, le imprese attive nel mercato libero sono risultate 543, cioè 4 in meno rispetto al 2023 (-0,7%) (Tav. 2.56). Poiché nel frattempo le vendite sono cresciute (2,1%), il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è tornato a crescere, dopo anni di costante diminuzione. Nel 2024, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 415 GWh, anziché i 403 GWh registrati nel 2023. Rispetto a quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato, pari a 1.349 GWh, il valore attuale è 3,3 volte inferiore.

FIG. 2.26 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.56 Attività dei venditori per classe di vendita

CLASSE DI VENDITORI	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Numero di venditori attivi	481	521	537	560	547	543
Oltre 10 TWh	3	4	4	4	5	5
5-10 TWh	7	4	8	5	2	4
1-5 TWh	18	20	15	16	21	18
0,1-1 TWh	74	71	80	72	67	84
Fino a 0,1 TWh	379	422	430	463	452	432
Volume venduto (TWh)	211,8	202,4	216,9	223,2	220,5	225,1
Oltre 10 TWh	81,2	90,8	96,7	109,6	118,5	111,7
5-10 TWh	50,5	26,9	51,4	35,2	16,9	29,2
1-5 TWh	48,9	54,6	36,5	49,7	59,6	51,8
0,1-1 TWh	25,0	23,8	25,5	21,5	18,0	24,2
Fino a 0,1 TWh	6,2	6,3	6,8	7,3	7,5	8,2
Volume medio unitario (GWh)	440	389	404	399	403	415
Oltre 10 TWh	27.077	22.712	24.180	27.389	23.693	22.330
5-10 TWh	7.217	6.735	6.421	7.037	8.458	7.301
1-5 TWh	2.717	2.731	2.433	3.105	2.839	2.880
0,1-1 TWh	338	335	319	298	268	288
Fino a 0,1 TWh	16	15	16	16	17	19

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2023, i venditori di grandissima dimensione sono rimasti cinque (Tav. 2.56): Enel Energia, A2A Energia, Edison Energia, Axpo Italia ed Hera Comm, gli stessi dello scorso anno. Il numero dei venditori di grande dimensione (cioè con vendite comprese tra 5 e 10 TWh) è invece cresciuto di due unità; nel 2024, infatti, oltre

a Eni Plenitude ed Engie Italia che erano già presenti nel 2023, si sono aggiunte Alperia Smart Service e Duferco Energia, le cui vendite hanno superato, anche se di poco, la soglia dei 5 TWh. La classe di soggetti con vendite tra 1 e 5 TWh che nel 2023 contava 21 imprese, quest'anno ne annovera 18: sono uscite dalla classe le due società passate alla classe superiore ed Egea Commerciale, che invece è passata alla classe inferiore. La classe dei piccoli venditori (con vendite comprese tra 0,1 e 1 TWh) è cresciuta di 17 unità, mentre l'ultima (operatori con vendite inferiori a 0,1 TWh) ne conta 20 in meno.

La porzione di mercato soddisfatta dalle imprese che vendono meno di 1 TWh nel 2024 è salita marginalmente, dall'11,5% del 2023 al 14,4%, ma come si vede nella parte a destra della figura 2.26, da sempre i venditori di più piccole dimensioni (516 imprese nel 2024) si dividono la medesima quota di mercato. Le prime tre classi di operatori, cioè le prime 27 imprese, corrispondenti al 5% dei venditori attivi) nel 2024 hanno coperto l'85,6% delle vendite complessive; nel 2023 le prime tre classi contavano 28 imprese che corrispondevano al 5,1% dei venditori attivi e coprivano l'88,5% del mercato libero.

La composizione societaria del capitale sociale delle imprese che operano nella vendita a clienti finali liberi al 31 dicembre 2024, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello⁴³, mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 34% del capitale delle società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (11,6%) e alle imprese energetiche locali (6%). Gli enti pubblici e gli istituti finanziari non risultano essere molto presenti nella compagine societaria dei venditori (le rispettive quote sono pari al 3% e allo 0,2%), mentre la categoria di soci più rilevante è quella delle società diverse, la quale risulta possedere il 42,8% delle quote di capitale sociale dell'insieme dei venditori. Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti, si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 4,4% che è detenuto da soggetti di origine straniera.

Come di consueto, anche nel 2024 sono state comunicate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose variazioni societarie riguardanti l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica (Tav. 2.57).

TAV. 2.57 Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2024 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività	21
Cessione/acquisizione dell'attività	2
Cessazione dell'attività	10
Estinzioni o avvio di procedure di liquidazione	1
Fusioni/Incorporazioni	10
Modifica di gruppo societario	8
Cambio di ragione sociale	15
Cambio di natura giuridica	6

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

⁴³ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

Ventuno imprese hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero elettrico: tra loro, alcune sono società che erano già presenti nei mercati energetici con altre attività. Dieci imprese risultano aver cessato l'attività. Oltre alle estinzioni per incorporazione, in corso d'anno è stata comunicata nell'Anagrafica operatori anche un'altra estinzione per scioglimento della società Octopus Energy Germany (sede secondaria italiana).

Le operazioni di acquisizione e/o cessione dell'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica riguardano: Egea Commerciale che ha ceduto l'attività a Egea Energia, mentre Veos l'ha ceduta parzialmente alla sua controllata Amperis, trasferendo il ramo d'azienda relativo all'attività di rivendita di energia elettrica ai clienti del libero mercato e parte del portafoglio dei clienti.

Come sempre le incorporazioni sono avvenute infragruppo, nel senso che prima dell'operazione di acquisizione l'incorporante e l'incorporata facevano già parte del medesimo gruppo societario. Dall'inizio dell'anno all'interno del gruppo Canarbino, la società Gesam Gas & Luce ha incorporato Made in Energy Solutions, Tecniconsul Energia, Caronna Pertusella Metano, A.S.M. Garbagnate Milanese e Spigas Clienti. Successivamente ha cambiato ragione sociale e ora si chiama Segnoverde. Sempre dall'inizio dell'anno, Edison Energia due società del proprio gruppo: Sorrento Power and Gas energia elettrica Energia Etica; Union Gas Metano, invece, ha incorporato l'impresa Barocco. Da luglio A2A Energia ha incorporato Lumenergia, mentre a novembre Libarna Gas ha incorporato Eurogas.

Per quanto attiene invece i cambiamenti d'appartenenza a gruppi societari si segnalano tra gli altri: Agesp Energia che è entrata nel gruppo Acinque da gennaio, quando la capogruppo ne ha acquisito il 70% del capitale sociale; in aprile Tua Energia è entrata a far parte del gruppo Electrade e SH Energie (di proprietà al 100% di SH Partecipazioni) è stata acquisita da Esa Italia, entrando nel gruppo Esa ha cambiato la ragione sociale in Esa Società Benefit; a luglio Telenergia, che era detenuta interamente da Telecom Italia, è entrata nel gruppo FiberCop che ne ha acquisito l'intero capitale sociale. FiberCop è una società nata dallo scorporo di una parte della rete secondaria di Telecom Italia, divenuta indipendente, con azionariato composto da fondi di investimento e dal governo italiano. Infine, da novembre Alleanza luce & Gas è entrata nel gruppo Energia Pulita che ha acquisito il 51% delle quote del suo capitale sociale.

Quindici imprese hanno cambiato ragione sociale, spesso in occasione di modificazioni della loro compagine societaria o di altre operazioni più complesse. Tra queste, a gennaio Evolvere Società Benefit ha assunto la denominazione sociale di Plenitude Energy Services, mentre alla fine dell'anno E.On Business Solutions ha assunto la ragione sociale E.On Energy Infrastructure Solutions.

Infine, sei imprese hanno cambiato natura giuridica, passando in quattro casi da società a responsabilità limitata a società per azioni e divenendo società a responsabilità limitata in due casi.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero (Tav. 2.58) non evidenzia clamorosi movimenti rispetto al 2023: come di consueto, si osserva la predominanza del gruppo Enel, ma con una quota del 24,8% delle vendite complessive, nettamente più bassa del 30,8% registrata nel 2023. In seconda posizione, con una quota largamente inferiore e pari all'8,3%, si trova il gruppo A2A (7,3% nel 2023). È rimasto in terza posizione, con il 6,3% anche il gruppo Edison (5,9% nel 2023).

Il restringimento della quota di Enel è dovuto a un significativo decremento nelle vendite al mercato libero, pari al -17,8% (nel 2024 ha venduto quasi 56 TWh, contro i quasi 68 TWh del 2023), mentre i gruppi inseguitori hanno evidenziato volumi in aumento del 14,9% nel caso di A2A e del 7,8% nel caso di Edison. La distanza tra l'*incumbent* e il primo inseguitore si è quindi accorciata a 16,5 punti percentuali in luogo dei 23,4 del 2023. Nel mercato libero la predominanza di Enel è assai meno significativa rispetto a quella che il gruppo possiede nel servizio di maggior tutela (Tav. 2.38), dove la distanza rispetto al secondo operatore è del 77%.

I cambi di posizione all'interno della classifica dei venditori si concentrano a partire dall'ottava posizione e riguardano principalmente i gruppi Alperia, Iren, Duferco e Sorgenia, in ascesa, e i gruppi Acea, E.On, Agsm Aim in discesa; logicamente la classifica ricalca molto da vicino quella delle vendite complessive, commentata nelle pagine precedenti. Nel 2024, tuttavia, vi sono diversi gruppi che hanno registrato tassi di variazione (positivi o negativi) dell'energia venduta al mercato libero superiori a dieci punti percentuali in valore assoluto: si tratta di Duferco (+31%), Exergia (+23%), Alpiq (+22%), Alperia (+21%), Sorgenia (+16%), A2A (+15%), Iren (+14%), Engie (+13%), Hera (+11%), Enel (-18%), Acea (-16%), Dolomiti Energia (-11%). Di conseguenza anche gli spostamenti nella classifica. L'energia venduta dagli altri gruppi non compresi nella classifica dei primi venti è cresciuta anch'essa del 23% (da 31,2 a 38,5 TWh): per questo la porzione di mercato da loro servita è salita al 17%.

Non stupisce quindi che il grado di concentrazione nel mercato libero sia diminuito in misura netta: la quota dei primi tre gruppi è pari al 39,3% (era al 44,1% nel 2023); quella dei primi cinque è pari al 51,3% (dal 55,2% del 2023); l'indice HHI è passato da 1.183 a 885, sebbene rimanga lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato.

TAV. 2.58 *Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2024 (volumi in GWh)*

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2023
Enel	55.817	24,8%	1°
A2A	18.601	8,3%	2°
Edison	14.087	6,3%	3°
Hera	14.003	6,2%	4°
Axpo Group	12.925	5,7%	5°
Eni	11.669	5,2%	6°
Engie	9.422	4,2%	7°
Alperia	5.533	2,5%	9°
Duferco	5.235	2,3%	12°
Acea	4.412	2,0%	8°
Iren	4.353	1,9%	13°
E.On	4.137	1,8%	10°
Sorgenia	4.103	1,8%	16°
Nova Coop	4.049	1,8%	15°
Repower	4.006	1,8%	14°
Agsm Aim	3.772	1,7%	11°
C.V.A.	3.440	1,5%	17°
Dolomiti Energia	2.837	1,3%	18°
Alpiq	2.236	1,0%	20°
Exergia	1.948	0,9%	22°
Altri gruppi	38.489	17,1%	-
TOTALE	225.075	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 21,9% dei 543 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; il 42,9% dei venditori ha venduto energia elettrica in su tutto il territorio nazionale (cioè in almeno 18 regioni); il restante 35,2% delle società ha operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 17. La quota delle imprese che serve l'intero territorio nazionale sta crescendo costantemente nel tempo: nel 2023 era pari al 37,5%.

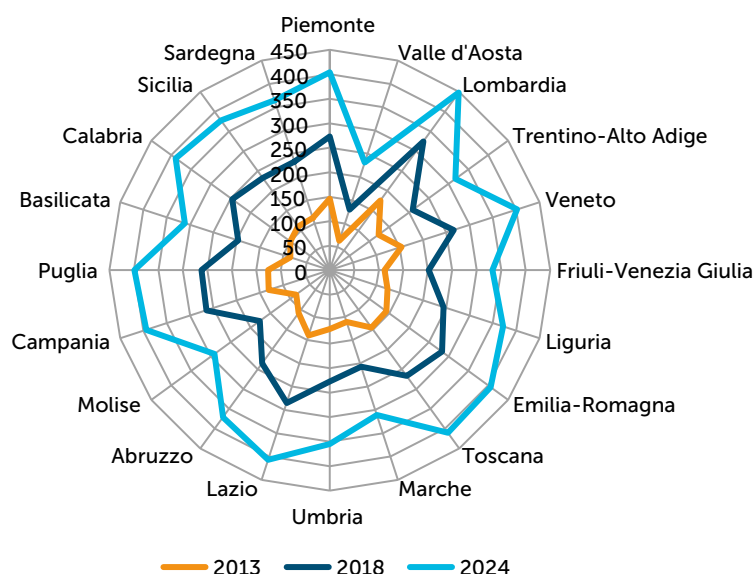
Anche per valutare i livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica nel mercato libero (Tav. 2.59) si possono utilizzare la quota di mercato dei primi tre venditori, o indice C3, calcolata per le singole imprese e non per i gruppi societari, insieme con la percentuale dei punti di prelievo serviti dalle stesse tre imprese e il numero di operatori che hanno servito clienti nel territorio regionale.

Nel 2024 la concentrazione territoriale è aumentata rispetto all'anno precedente solo in tre regioni su venti, ma l'incremento è significativo praticamente solo in due regioni: in Toscana, dove è salita dal 42,7% al 45,1% e in Umbria dove è salita dal 44,7% al 46,2%. In tutti gli altri territori, l'indice C3 ha registrato una riduzione, in media di circa 6 punti percentuali. Il numero di operatori è ulteriormente cresciuto in tutte le regioni (Fig. 2.27), in media di 17 unità rispetto al 2023.

TAV. 2.59 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero: quota di mercato dei primi tre operatori e quota dei punti di prelievo da loro serviti*

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		QUOTA PUNTI DI PRELIEVO	
	2023	2024	2023	2024	2023	2024
Piemonte	388	404	37,3%	34,6%	43,8%	39,6%
Valle d'Aosta	210	231	84,3%	84,5%	77,8%	76,5%
Lombardia	438	448	49,7%	44,1%	57,0%	39,6%
Trentino-Alto Adige	293	317	72,5%	69,7%	76,6%	70,0%
Veneto	390	402	43,2%	37,0%	38,8%	33,3%
Friuli-Venezia Giulia	307	332	55,4%	42,8%	51,3%	47,0%
Liguria	351	372	44,9%	39,9%	57,6%	50,9%
Emilia-Romagna	397	406	53,7%	47,6%	60,2%	55,8%
Toscana	396	410	42,7%	45,1%	57,5%	61,5%
Marche	295	311	56,5%	51,2%	59,4%	52,0%
Umbria	335	355	44,7%	46,2%	52,0%	48,2%
Lazio	400	407	48,4%	44,1%	52,9%	59,0%
Abruzzo	353	371	50,6%	48,1%	56,3%	51,3%
Molise	266	291	60,4%	48,8%	59,3%	54,1%
Campania	379	394	50,8%	46,5%	72,4%	64,4%
Puglia	388	399	49,5%	45,3%	65,6%	58,9%
Basilicata	285	311	55,3%	42,2%	63,9%	66,5%
Calabria	370	389	60,5%	56,1%	80,1%	70,1%
Sicilia	369	378	55,0%	53,1%	67,8%	65,8%
Sardegna	340	365	71,2%	64,8%	69,3%	56,9%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.27 Numero di venditori del mercato libero per regione

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Come in passato, anche nel 2024 le regioni centro-settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta e il Trentino-Alto Adige, presentano indici di concentrazione mediamente più contenuti rispetto a quelle meridionali. Piemonte, Veneto e Liguria risultano, nell'ordine, le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 37% delle vendite complessive regionali. Veneto, Piemonte e Lombardia sono invece i territori in cui i primi tre operatori risultano servire la più bassa porzione di clienti. Viceversa, il Trentino-Alto Adige e la Valle d'Aosta si confermano anche quest'anno le regioni che evidenziano i livelli di concentrazione più elevati sia in termini di quota di volumi, sia di clienti serviti. Come da alcuni anni, la Sardegna è il territorio che evidenzia il valore del C3 più elevato dopo Valle d'Aosta e Trentino-Alto Adige, sebbene la concentrazione in termini di punti serviti un po' sia meno elevata rispetto alle prime due. La Calabria è invece la regione in cui la quota di punti serviti dai primi tre operatori è la più elevata e pari al 70,1%.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (Tav. 2.60) mostra un aumento di oltre 2,2 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto per la maggior parte ai clienti in bassa tensione e in particolare a quelli domestici, anche se un aumento numericamente significativo si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi allacciati in bassa tensione. I punti domestici serviti nel mercato libero sono aumentati di 1.799.000 unità, ovvero dell'8,4% rispetto al 2023; circa 8.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+3,4%), come pure i punti in media tensione sono cresciuti di quasi 1.800 unità (+1,7%). Al contrario, i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un calo di quasi 100 unità (-7,6%) che li ha portati a circa 1.050 unità. Un piccolo aumento (+8.000 unità) ha interessato anche gli usi per l'illuminazione pubblica in bassa tensione, mentre quelli in media tensione sono rimasti stabili.

TAV. 2.60 Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2023	2024	VARIAZIONE	2023	2024	VARIAZIONE
Bassa tensione	105.140	111.775	6,3%	27.043	29.295	8,3%
Domestico	42.343	47.169	11,4%	21.423	23.222	8,4%
Illuminazione pubblica	3.111	2.938	-5,5%	248	256	3,4%
Altri usi	59.686	61.668	3,3%	5.373	5.816	8,3%
Media tensione	91.723	92.575	0,9%	102	103	1,7%
Illuminazione pubblica	212	214	0,7%	0,74	0,75	1,2%
Altri usi	91.511	92.361	0,9%	101	103	1,7%
Alta e altissima tensione	23.595	20.725	-12,2%	1,14	1,05	-7,6%
Altri usi	23.595	20.725	-12,2%	1,14	1,05	-7,6%
TOTALE	220.458	225.075	2,1%	27.146	29.399	8,3%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche in termini di energia venduta, con l'eccezione dei clienti in alta/altissima tensione e dell'illuminazione pubblica, tutti gli altri usi e livelli di tensione hanno registrato un dato in crescita. Le vendite ai clienti in bassa tensione sono aumentate del 6,3% rispetto al 2023, grazie soprattutto alla crescita del settore domestico; i clienti in media tensione hanno acquistato circa 850 GWh in più dell'anno precedente (+0,9%), mentre, come detto, i consumi dei clienti in alta tensione sono scesi di quasi 3 TWh, registrando un calo del 12,2%.

Nell'ambito della bassa tensione, gli acquisti dei clienti domestici sono saliti dell'11,4% rispetto al 2023, per lo più grazie all'arrivo dei clienti dalla maggior tutela. Nel segmento, all'espansione dei consumi domestici si è aggiunta anche la crescita degli acquisti di elettricità dei clienti "altri usi", dove si collocano le realtà commerciali e le piccole imprese, che nel 2024 hanno consumato quasi 2 TWh in più del 2023 (+3,3%), mentre gli acquisti per illuminazione pubblica sono caduti di 300 GWh (-5,5%).

Complessivamente i punti di prelievo per illuminazione pubblica serviti nel mercato libero (in alta e media tensione) hanno ridotto gli acquisti del 5,1%, pari a 171 GWh in meno rispetto al 2023, nonostante i punti di prelievo siano aumentati in totale del 3,4%. I consumi degli altri usi (in tutte le tensioni) hanno registrato una sostanziale stabilità (-0,02%), nonostante l'incremento dell'8,1% del numero di punti serviti.

In conseguenza di queste variazioni, la quota di energia acquistata dai consumatori connessi in bassa tensione è lievemente salita rispetto al 2023, dal 47,7% al 49,7%, quella acquisita dai consumatori connessi in media tensione è scesa dal 41,6% al 41,1%, così come quella dell'alta tensione è scesa dal 10,7% al 9,2%. Nel 2024 la quota degli "altri usi", ovvero quelli diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica è risultata pari al 77,6% di tutta l'energia venduta nel mercato libero (era al 79,3% nel 2023), e al 20,1% in termini di punti di prelievo (era al 20,2% nel 2023).

Nel 2024 il consumo medio dei clienti domestici è risultato di 2.031 kWh/anno, in leggero aumento rispetto al 2023 (+2,8%). Come di consueto, le classi più rilevanti in termini di punti di prelievo sono le prime due, cioè quelle con consumi annui fino a 1.800 kWh, che insieme raccolgono più di metà dei clienti. Tuttavia, anche le due classi successive possiedono un peso non troppo distante. Di fatto l'87% dei clienti italiani consuma meno di 3.500 kWh/anno (Tav. 2.61).

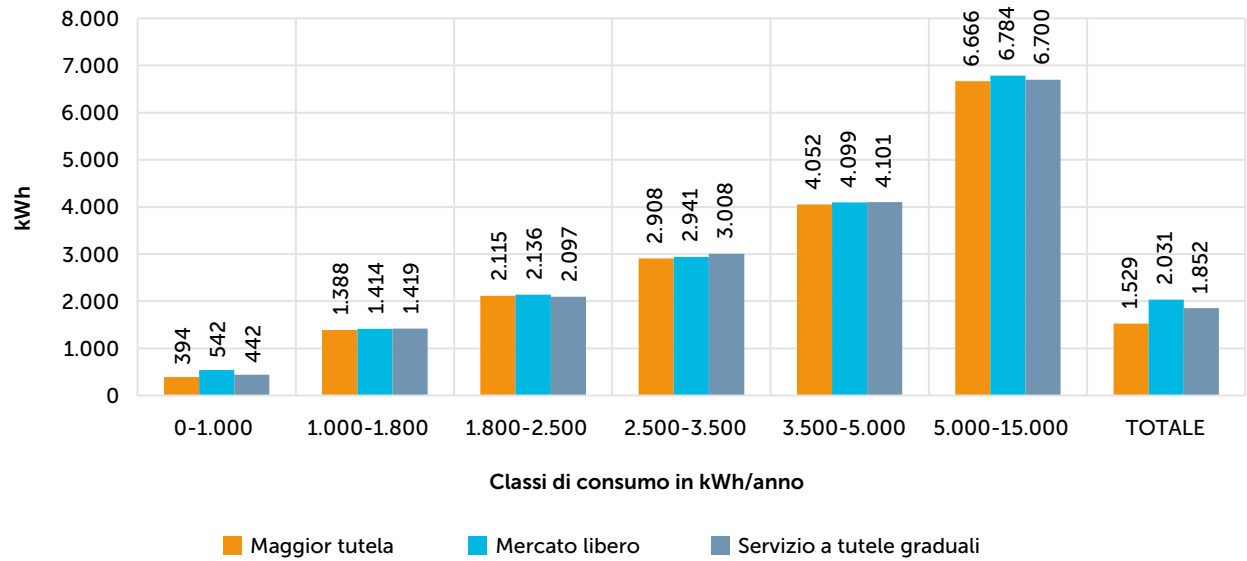
TAV. 2.61 Mercato libero domestico nel 2024 per classe di consumo (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	3.519	7,5%	6.490	27,9%	542
1.000-1.800 kWh	8.253	17,5%	5.837	25,1%	1.414
1.800-2.500 kWh	9.155	19,4%	4.286	18,5%	2.136
2.500-3.500 kWh	10.663	22,6%	3.626	15,6%	2.941
3.500-5.000 kWh	8.107	17,2%	1.978	8,5%	4.099
5.000-15.000 kWh	6.576	13,9%	969	4,2%	6.784
> 15.000 kWh	896	1,9%	36	0,2%	25.203
TOTALE DOMESTICI	47.169	100,0%	23.222	100,0%	2.031
DI CUI CON CONTRATTO DUAL FUEL					
< 1.000 kWh	177	5,4%	306	19,7%	578
1.000-1.800 kWh	615	18,8%	437	28,2%	1.407
1.800-2.500 kWh	720	22,1%	338	21,8%	2.131
2.500-3.500 kWh	824	25,2%	281	18,1%	2.926
3.500-5.000 kWh	555	17,0%	137	8,8%	4.066
5.000-15.000 kWh	343	10,5%	52	3,4%	6.594
> 15.000 kWh	29	0,9%	1	0,1%	22.741
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	3.263	100,0%	1.552	100,0%	2.102

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nelle varie classi, con l'eccezione della prima e dell'ultima, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici che acquistano nei servizi di maggior tutela e tutele gradualali (Fig. 2.28). Per i clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno, il consumo medio nel libero (542 kWh) è del 37,7% più alto di quello dei clienti in maggior tutela (394 kWh) e del 22,6% più elevato dei clienti nel servizio a tutele gradualali, così come, per i clienti con consumi maggiori di 15.000 kWh/anno il consumo medio nel libero, pari 25.203 kWh risulta del 10,9% inferiore a quello degli stessi consumatori in maggior tutela (28.286 kWh) e appena più basso (-0,9%) di quello nel servizio a tutele gradualali (25.426 kWh). A causa delle differenze nelle classi estreme, il consumo medio complessivo delle famiglie nel libero, pari a 1.529 kWh, risulta di un terzo più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela, pari a 1.529 kWh.

FIG. 2.28 Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici nel mercato libero e negli altri servizi di vendita nel 2024



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

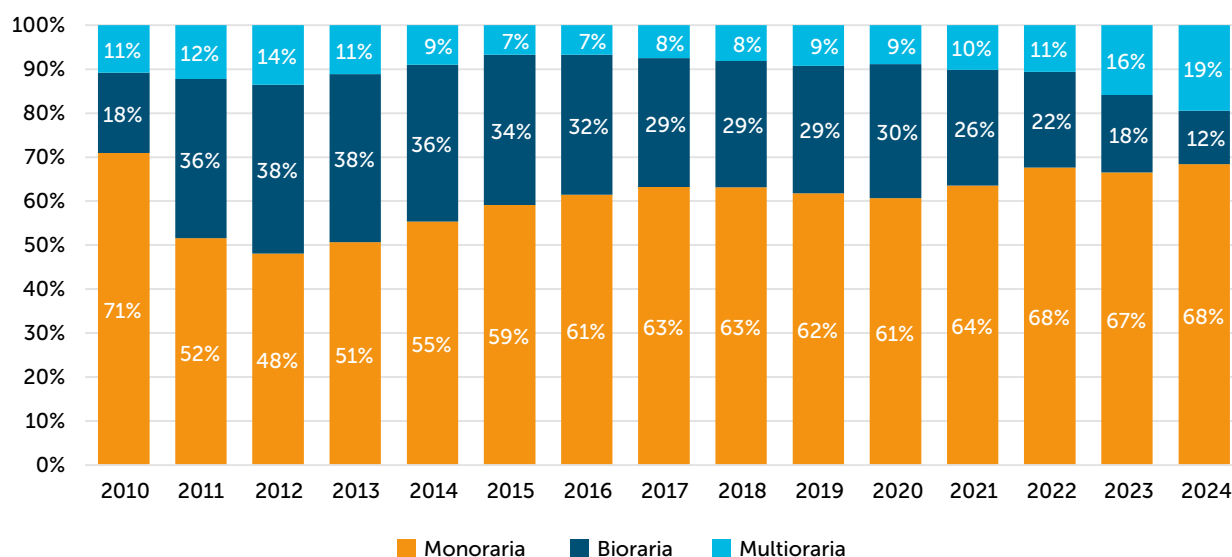
Nel 2024 circa 1,6 milioni di punti domestici risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*⁴⁴ (Tav. 2.61). Il numero di tali clienti è molto cresciuto rispetto al 2023 (erano 1,3 milioni); la loro quota sul totale dei clienti serviti nel mercato libero è salita al 6,7% dell'intera clientela domestica, dal 5,9% registrato lo scorso anno. Il consumo di energia elettrica complessivo dei clienti con un contratto di fornitura congiunto per elettricità e gas è pari a poco meno di 3,3 TWh, il 6,9% di tutta l'elettricità venduta ai clienti domestici sul mercato libero. Con l'eccezione della prima classe, i consumi medi dei clienti *dual fuel* sono generalmente più bassi di quelli dei clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica. Per effetto di un maggior consumo nella prima classe (+6,6% rispetto ai clienti con la fornitura solo di energia elettrica), però, a livello totale il consumo medio risulta del 3,5% superiore a quello della generalità dei clienti domestici.

TAV. 2.62 Mercato libero domestico nel 2024 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	31.690	67,2%	15.887	68,4%
Bioraria	5.785	12,3%	2.826	12,2%
Multioraria	9.694	20,6%	4.508	19,4%
TOTALE DOMESTICI	47.169	100,0%	23.222	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

⁴⁴ Si considerano *dual fuel* i clienti che ricevono una stessa fattura per la fornitura di energia elettrica e di gas; dal conteggio sono, quindi, esclusi i clienti che, pur avendo un contratto con il medesimo fornitore sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, ricevono fatture distinte per i due servizi.

FIG. 2.29 Distribuzione dei clienti domestici nel mercato libero per tipo di tariffa oraria

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero (Tav. 2.62) mostra una sostanziale preferenza per il prezzo monorario, che nel 2023 è stato scelto dal 66,7% dell'intera clientela, equivalente al 66% dei volumi. Il 17,6% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e il 15,7% quella multioraria.

La prevalenza del prezzo monorario nel 2024 è salita di quasi due punti percentuali rispetto al 2023, e con l'eccezione di qualche anno, è andata crescendo nel tempo (Fig. 2.29): gli elementi che lo rendono più attraente sono probabilmente dovuti alla semplicità di calcolo e di controllo dei costi in bolletta, oltre che l'assenza di un vincolo nel momento del consumo. La tariffa bioraria è ormai ridotta a una quota molto piccola di utenze, mentre la tariffa multioraria risulta da tre anni in significativa crescita.

Nel 2024 anche l'interesse verso i contratti *dual fuel* da parte della clientela non domestica è leggermente aumentato: i punti di prelievo che hanno scelto questo contratto sono risultati l'1,7% dei quasi 6,2 milioni di clienti non domestici totali, pressoché tutti connessi in bassa tensione. I clienti *dual fuel* hanno acquistato 3,6TWh, cioè il 2% dell'energia venduta ai clienti non domestici (Tav. 2.63). Nel 2023 i clienti non domestici con contratto di fornitura congiunta di elettricità e gas erano l'1,5% dei clienti non domestici e i loro consumi incidevano per l'1,7%.

TAV. 2.63 Mercato libero non domestico nel 2024 per livello di tensione (volumi in GWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
Bassa tensione	64.606	1.674	6.072.433	105.103
Media tensione	92.575	1.807	103.432	1.516
Alta/altissima tensione	20.725	149	1.052	14
TOTALE NON DOMESTICI	177.906	3.631	6.176.948	106.633

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La suddivisione dei clienti non domestici per classe di consumo (Tav. 2.64) mostra che le vendite in termini di volumi sono abbastanza concentrate nelle classi di consumo che vanno da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 57,9% dell'energia complessivamente acquistata da tale clientela. Il 66,2% dei clienti, tuttavia, ricade nella prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno. I consumi medi dei clienti non domestici sono ovviamente molto differenziati tra le varie classi, ma risultano comunque in gran parte in diminuzione rispetto a quelli osservati nel 2023. Le uniche eccezioni sono evidenziate dai clienti in alta/altissima tensione di più piccola dimensione (< 20 MWh/anno), i cui consumi medi sono quasi raddoppiati, nonché dai clienti nell'ultima classe (> 150.000 MWh/anno), per i quali il prelievo medio è cresciuto del 6,4%. In netto calo, invece, sono risultati i consumi medi dei clienti in media e in alta tensione delle classi 20.000-50.000 MWh/anno e 50.000-70.000 MWh/anno, scesi, rispettivamente, del 13,7% e del 26,4%.

Complessivamente il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2024 pari a 28.802 kWh, il 7,5% inferiore a quello che era emerso nei dati del 2023 (31.122 kWh).

TAV. 2.64 Mercato libero non domestico nel 2024 per classe di consumo (volumi in GWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	BT	5.792	3,1%	4.091.748	1.415
5-10 MWh	BT	4.480	2,4%	625.981	7.157
10-15 MWh	BT	3.649	2,0%	294.742	12.381
15-20 MWh	BT	3.294	1,8%	207.453	15.877
< 10 MWh	MT	46	0,0%	9.667	4.784
10-20 MWh	MT	87	0,0%	6.064	14.390
< 20 MWh	AT e AAT	0.5	0,0%	119	4.016
20-50 MWh	Tutti	14.784	8,2%	476.152	31.048
50-100 MWh	Tutti	12.368	6,8%	286.910	43.108
100-500 MWh	Tutti	28.381	15,6%	138.067	205.559
500-2.000 MWh	Tutti	27.659	15,2%	29.744	929.889
2.000-20.000 MWh	Tutti	46.949	26,2%	9.722	4.829.339
20.000-50.000 MWh	MT, AT e AAT	10.166	5,9%	404	25.181.430
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.310	2,3%	76	43.702.104
70.000-150.000 MWh	MT, AT e AAT	7.282	3,3%	72	101.626.710
> 150.000 MWh	Tutti	9.660	7,2%	29	332.203.809
TOTALE NON DOMESTICI	-	177.906	100,0%	6.176.948	28.802

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I contratti di vendita nel mercato libero

L'Indagine annuale sui settori regolati ha sottoposto anche quest'anno ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità di offerte che le imprese mettono a disposizione dei clienti

che scelgono di rifornirsi nel mercato libero⁴⁵ e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno sottoscritto⁴⁶.

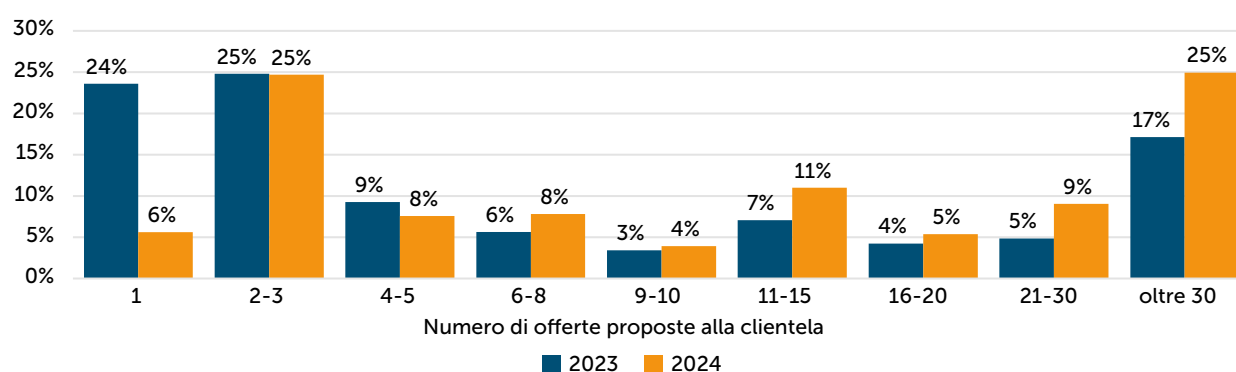
L'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e qualità delle offerte commerciali poi effettivamente scelte dai loro clienti è volto a classificare l'estrema varietà di contratti presenti nel mercato, componendo un quadro che, naturalmente, non può essere considerato esaustivo della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di leggere con prudenza i risultati presentati in queste pagine.

Nel 2024, le imprese di vendita hanno proposto in media 30 offerte commerciali destinate alla clientela domestica, di cui 11 disponibili esclusivamente online. Per la clientela non domestica, che, ovviamente, gode di una maggiore possibilità di scelta e alla quale il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati, le offerte medie salgono a 36, ma solo 4 di queste sono acquistabili tramite canali digitali.

Il numero di offerte disponibili è cresciuto, rispetto al 2023, per i clienti domestici per i quali era risultato pari a 26,4, così come per i non domestici (pari a 30 nel 2023). In effetti, come si vede nella figura 2.30, la porzione dei venditori che offrono un numero relativamente basso di offerte (una sola o fino a 3) è un po' in calo rispetto al 2023, ovvero pari al 30%, di converso è in aumento la quota di venditori che propone più di dieci offerte: è cresciuta dal 33% al 50%. Rispetto al 2023, invece, sono diminuiti i venditori che propongono una sola offerta (6%).

La quota di venditori che ha almeno un'offerta online, pari al 21%, risulta leggermente in calo rispetto all'anno precedente (23%). Il 31,3% (il 26,4% nel 2023) dei venditori mette a disposizione un numero di offerte online uguale al numero di offerte che complessivamente propone ai clienti; pertanto, tre quarti dei venditori propongono un numero di offerte online inferiore alle offerte totali.

FIG. 2.30 Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nonostante la crescente digitalizzazione dei servizi, la diffusione delle offerte online nel settore energia si conferma ancora marginale. Le proposte acquistate sul web rappresentano appena il 9,5% del totale per i clienti

⁴⁵ Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nell'anno sottoposto alla rilevazione a prescindere dal momento in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di prelievo che li hanno scelti, l'energia venduta e il prezzo medio indicati dai venditori sono quelli relativi ai clienti che sono stati serviti nel corso dell'anno anche in base a un contratto sottoscritto negli anni precedenti (ma non scaduto).

⁴⁶ I dati commentati nel paragrafo sulle tipologie di contratti scelte dai clienti includono anche le offerte PLACET.

domestici. Ancora più bassa è la percentuale per la clientela non domestica, dove le offerte acquistate online costituiscono solo il 2,8% del totale.

Circa la tipologia di prezzo preferita (Tav. 2.65) è risultata in netto calo la quota di clienti domestici che scelgono contratti a prezzo fisso nel mercato libero: la percentuale passa infatti dal 66,8% del 2023 al 54,8%. Diversa la tendenza tra i clienti non domestici, dove continua a rafforzarsi la preferenza per i contratti a prezzo variabile. Questa tipologia di offerta, già prevalente nel 2023 con una quota del 68,3%, raggiunge nell'anno in corso l'80%. Le imprese sembrano quindi orientarsi sempre più verso formule contrattuali flessibili, capaci di adattarsi alle dinamiche del mercato, benché la generale preferenza crescente verso i contratti a prezzo variabile potrebbe essere dovuta, almeno in parte, alla prevalenza di tale tipo di contratti tra le offerte disponibili.

TAV. 2.65 *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2024 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		PUNTI DI PRELIEVO	
	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh
Contratti a prezzo fisso	54,8%	259,42	20,0%	208,19
Contratti a prezzo variabile	45,2%	212,47	80,0%	148,89
TOTALE CLIENTI	100%	237,18	100%	153,34

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2024 i clienti domestici hanno pagato mediamente un prezzo più basso per la componente energia, pari a 237,18 €/MWh, rispetto ai 259,84 €/MWh del 2023 (quasi 23 €/MWh in meno rispetto all'anno precedente). Analoga riduzione per la clientela non domestica: nel 2024, il prezzo medio pagato è stato di 153,34 €/MWh, in calo rispetto ai 181,31 €/MWh dell'anno precedente.

Tra i clienti che hanno scelto un contratto a prezzo variabile è emersa, come in passato, la netta propensione dei clienti domestici verso un contratto con il prezzo legato all'andamento medio delle quotazioni dell'elettricità in borsa (il PUN), che ha raccolto oltre il 90% dei punti di prelievo (Tav. 2.66). Analoga netta preferenza si è riscontrata tra i clienti non domestici: quasi 82 contratti su 100 hanno un prezzo variabile legato al PUN. Da sottolineare è anche la crescita nel tempo dei contratti a prezzo dinamico⁴⁷: la quota dei clienti domestici con questo tipo di contratto è salita al 5,9% dal 3,3% dello scorso anno, quella dei clienti non domestici è passata dall'8,7% del 2023 al 12,7%, divenendo la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici.

Tra i clienti domestici i contratti con indicizzazione limitata⁴⁸ hanno raccolto, invece, una percentuale trascurabile, pari allo 0,11%, così come la quota di coloro che hanno scelto un contratto indicizzato all'andamento di una qualche variabile esterna e controllabile (come, per esempio, il prezzo del petrolio Brent, o l'indice Istat che

⁴⁷ Stabiliti dall'art. 2, comma 15 della direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019; prevedono un'indicizzazione al PUN orario.

⁴⁸ Si tratta contratti nei quali il prezzo dell'energia elettrica è legato all'andamento di una variabile con un limite superiore, e garantiscono quindi che, in un certo periodo di tempo stabilito, il prezzo non potrà salire oltre un certo livello soglia. Detto in altri termini, in tali contratti, fissato un certo arco di tempo, il prezzo dell'energia elettrica scende se la variabile scelta per l'indicizzazione diminuisce oppure sale se la variabile di riferimento aumenta; in caso di aumento, però, il prezzo potrà aumentare solo fino a un certo limite stabilito a priori.

misura l'inflazione, o l'indice ITEC o ITEC12⁴⁹) è divenuta pressoché insignificante. Tra i clienti non domestici, invece, dopo i contratti indicizzati al PUN medio e quelli con prezzo dinamico, solo l'1% dei clienti risulta avere un contratto con prezzo legato all'andamento di uno o più corrispettivi stabiliti dall'Autorità.

TAV. 2.66 *Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2024 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

TIPO DI INDICIZZAZIONE DEL CONTRATTO DI VENDITA	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh
Con prezzo legato all'andamento di uno o più corrispettivi stabiliti da ARERA	3,28%	174,97	1,01%	184,92
Con indicizzazione all'andamento del PUN medio	90,63%	213,68	81,64%	155,66
Con indicizzazione al prezzo all'ingrosso orario (contratto a prezzo dinamico dell'energia elettrica)	5,91%	214,17	12,73%	138,37
Con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica	0,01%	142,40	0,94%	139,14
Con altra indicizzazione (per es: ITEC, ITEC 12, indice dei prezzi al consumo, Brent ecc.)	0,02%	183,31	0,65%	134,86
Con indicizzazione limitata	0,11%	162,60	0,02%	163,68
Con un'altra modalità non altrimenti specificata	0,04%	131,82	3,00%	114,36
TOTALE	100%	212,47	100%	148,89

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per la clientela domestica, guardando ai valori medi della componente di approvvigionamento pagata nei contratti con differenti tipi di indicizzazione, si può osservare che la metodologia risultata più conveniente, escludendo la tipologia modalità di indicizzazione non specificata, è quella con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica seguita da quella dei contratti con indicizzazione limitata (-23%), sebbene come visto le quote di tali contratti sia molto ridotta per entrambe le tipologie.

Per i clienti non domestici, i contratti indicizzati con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica evidenziano un valore della componente energia del 7% più conveniente rispetto al suo valore medio totale, ancora più conveniente risulta quella legata ai contratti con altra indicizzazione (per es.: ITEC, ITEC 12, indice dei prezzi al consumo, Brent ecc.) (-9%).

Analizzando la componente di approvvigionamento dei contratti più scelti, cioè quelli con indicizzazione al PUN, si nota che è sostanzialmente uguale a quella media calcolata su tutti i contratti indicizzati⁵⁰ e risulta più cara del valore medio complessivo sia per i clienti domestici, sia per quelli non domestici (rispettivamente dell'1% e del 5%).

49 Si tratta di indici di costo variabile medio per il funzionamento del parco termoelettrico in Italia che erano calcolati da REF-E, un centro studi specifico del settore energetico, e che riflettevano le condizioni di mercato al 2004 (ITEC/REF-E) e al 2012 (ITEC12/REF-E). Nel gennaio 2022 la pubblicazione di tali indici è terminata.

50 Si ricorda che i prezzi sono calcolati come valori medi ponderati in base all'energia fatturata ai clienti e non in base alla numerosità dei clienti.

Il 32% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione (per esempio sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta ecc.). Più in dettaglio, risulta che lo sconto è applicato al 53% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 47% di quelli con prezzo variabile. Le quote di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto sono in linea con quelle del 2023. Tra i clienti non domestici solo il 16% dei contratti sottoscritti prevede un abbuono o uno sconto; tra questi quelli a prezzo fisso, registrano la percentuale pari al 29%.

Come sempre, nell'Indagine annuale è stata indagata anche la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti e la loro consistenza, chiedendo ai venditori che sceglievano l'opzione "Una combinazione di servizi aggiuntivi" di specificare da quali servizi aggiuntivi fosse composta la combinazione e i relativi punti di prelievo sono stati poi riattribuiti *pro quota* ai singoli servizi aggiuntivi indicati.

Dai risultati raccolti (Tav. 2.67) è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include almeno un servizio aggiuntivo (la quota dei clienti che stipula contratti senza alcun servizio ulteriore è pari all'1,8% (2,2% nel 2023). Tra i servizi aggiuntivi, come nell'anno precedente, la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (50,7%) e per i contratti con programmi fedeltà (39,7%). Un discreto interesse riscuote anche l'opportunità di avere altri prodotti o servizi insieme alla fornitura elettrica (3,5%).

Tra i clienti domestici con contratto a prezzo variabile, il 28,3% sceglie un contratto senza alcun servizio aggiuntivo, percentuale in calo rispetto al 2023 (era 32,3%). Quando scelgono contratti che includono servizi aggiuntivi, l'interesse maggiore di tali clienti è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (42,9% dei casi). I contratti con punti fedeltà rappresentano la seconda scelta (11,9%), mentre la terza preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (8,2%).

I risultati raccolti per i clienti non domestici mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi, il 58,2% dei contratti a prezzo fisso e 55,4% dei contratti con prezzo variabile non sceglie alcun servizio.

Tra i clienti non domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso, il 33,5% di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile e un modesto interesse per la presenza di servizi energetici accessori, o di un programma di raccolta punti o di altri prodotti/servizi offerti insieme all'elettricità. Una sostanziale indifferenza verso i servizi aggiuntivi emerge anche per i clienti non domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, poco più di un terzo di questi clienti, invece, ha scelto un contratto con almeno un servizio aggiuntivo, e anche in questo caso il gradimento più elevato è raccolto dalla garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (35,5% dei punti di prelievo).

Osservando i valori della componente di costo di approvvigionamento mediamente pagata nei contratti con dettaglio dei servizi aggiuntivi, si osserva che nei contratti dei clienti domestici a prezzo fisso quelli senza alcun servizio aggiuntivo risultano più economici rispetto a quelli dotati di servizi aggiuntivi (-9%, in calo di 10 punti rispetto all'anno 2023); per i contratti con il servizio aggiuntivo più gradito (la garanzia da fonte rinnovabile) non si riscontra, invece, alcuna differenza con la media delle offerte con servizi aggiuntivi.

Per i contratti dei clienti domestici con prezzo variabile senza servizi aggiuntivi si riscontra un piccolo risparmio rispetto alla media di tutti i contratti (-3,6%); per i contratti con il servizio aggiuntivo più gradito (la garanzia da fonte rinnovabile) si riscontra, invece, una lieve maggiorazione (0,7%) del valore medio della componente energia per i contratti a prezzo variabile.

TAV. 2.67 *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2024 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO				
Nessun servizio aggiuntivo	1,85%	236,52	58,21%	202,30
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	50,66%	258,42	33,54%	211,27
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,00%	228,91	0,00%	262,17
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	39,70%	264,44	3,35%	237,52
Servizi energetici accessori	1,53%	231,49	4,18%	366,09
Omaggio o gadget	1,22%	237,82	0,01%	162,89
Servizi di mobilità elettrica	0,00%	252,49	0,00%	234,72
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	3,52%	269,04	0,23%	206,43
Altro	1,52%	228,78	0,47%	262,17
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	276,92	100%	235,95
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE				
Nessun servizio aggiuntivo	28,25%	204,83	55,41%	146,61
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	42,88%	214,02	35,50%	157,45
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,00%	302,39	0,00%	0,00
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	11,86%	216,36	1,14%	0,00
Servizi energetici accessori	8,17%	217,86	5,18%	143,48
Omaggio o gadget	1,53%	223,93	0,04%	174,41
Servizi di mobilità elettrica	0,00%	0,00	0,00%	0,00
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	3,48%	219,09	1,15%	242,17
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	3,82%	215,69	1,57%	150,55
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	212,47	100%	148,89

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche, per i clienti non domestici a prezzo fisso senza alcun servizio aggiuntivo, la componente di approvvigionamento mostra un prezzo inferiore del 3% rispetto al prezzo mediamente pagato dai clienti con contratto che include servizi aggiuntivi. Nei contratti non domestici a prezzo fisso, il costo di approvvigionamento più economico (escludendo la categoria residuale che contiene dati non omogenei) si ha per i contratti con programma di raccolta punti, a seguire i contratti con altri prodotti o servizi offerti insieme all'elettricità; tuttavia, tali contratti, come descritto sopra, sono poco scelti.

Nei contratti dei clienti non domestici a prezzo variabile, infine, il costo di approvvigionamento dei contratti privi di servizi aggiuntivi è leggermente inferiore alla media (2%), tutte le altre tipologie di contratti risultano più care rispetto alla media, con l'eccezione dei contratti con servizi accessori che risultano lievemente più economici (-4%).

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia, istituito nel 2007⁵¹, accoglie i clienti non domestici che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma non hanno diritto al servizio di maggior tutela o a quello delle tutele gradualì. In particolare, possono accedere al servizio di salvaguardia i clienti titolari unicamente di punti di prelievo connessi in media o alta/altissima tensione e i clienti non domestici che, pur essendo titolari di punti di prelievo in bassa tensione, hanno più di 50 dipendenti e/o un fatturato (o totale di bilancio) almeno pari a 10 milioni di euro annui. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando perdurano in una condizione di morosità.

L'Acquirente unico ha il compito di organizzare e svolgere le procedure concorsuali per la selezione delle imprese che erogano il servizio di salvaguardia, secondo le direttive dell'Autorità⁵². Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi.

L'asta per il servizio di salvaguardia per il biennio 2023-2024 si è conclusa a novembre 2022 con l'aggiudicazione del servizio agli stessi tre venditori che avevano gestito il servizio nel biennio precedente: A2A Energia, Enel Energia ed Hera Comm. È cambiata però la ripartizione dei territori loro assegnati. Fino al 2022, A2A Energia gestiva il servizio in Lombardia, Marche, Toscana e Sardegna; Hera Comm svolgeva il servizio in Campania, Abruzzo e Umbria, mentre Enel Energia si era aggiudicata il servizio nelle restanti 13 regioni.

Dal 2023, la salvaguardia è svolta da A2A Energia in 11 regioni (Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Marche, Toscana e Sardegna) contro le precedenti 4; Enel Energia gestisce il servizio in Lazio, Puglia, Molise, Basilicata e Sicilia (5 regioni, al posto delle 13 del biennio precedente); Hera Comm serve le restanti 4 regioni: le prime tre già servite nel precedente biennio (Campania, Abruzzo e Umbria) a cui si è aggiunta la Calabria.

⁵¹ Legge 3 agosto 2007, n. 125 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia".

⁵² Più precisamente, l'Acquirente unico svolge le procedure di individuazione degli esercenti il servizio di salvaguardia in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007, che reca "Modalità e criteri per assicurare il servizio di salvaguardia di cui all'articolo 1, comma 4, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125".

Secondo i dati forniti dai tre esercenti, il servizio di salvaguardia ha registrato una contrazione nel 2024, interrompendo la crescita osservata nell'anno precedente. In particolare, sono stati serviti 80.039 punti di prelievo, calcolati secondo il criterio del *pro die*, ovvero tenendo conto solo delle frazioni di anno in cui i punti sono stati effettivamente attivi. Il dato evidenzia una riduzione del 18,2% rispetto al 2023, anno in cui erano stati serviti 97.830 punti, e risulta inferiore anche al valore registrato nel 2022, pari a 88.903 punti. Il livello minimo storicamente raggiunto resta quello del 2020, con 69.900 clienti serviti, che continua a rappresentare la soglia più bassa osservata nel mercato della salvaguardia dalla sua istituzione.

Complessivamente nel 2024 sono stati prelevati 3.563 GWh, a fronte dei 5.119 GWh registrati nel 2023, cioè il 30,4% in meno (Tav. 2.68).

Degli 80.000 punti di prelievo nel servizio, circa 75.300 sono stati serviti in bassa tensione e i restanti 4.700 in media tensione, essendo il numero di punti di prelievo in alta tensione inferiori a 50. La bassa tensione continua a rappresentare la quota predominante, coprendo il 94% del totale dei punti di prelievo.

Nel complesso i punti in salvaguardia sono distribuiti per il 79,8% nella categoria altri usi e per il 20,2% in quella dell'illuminazione pubblica. Entrambi hanno registrato una contrazione rispetto al 2023: di circa 14.000 unità nel caso degli altri usi (-18%) e di circa 3.700 punti nel caso dell'illuminazione pubblica (-19%).

TAV. 2.68 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2023	2024	VARIAZIONE	2023	2024	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	347	264	-23,7%	19,8	16,1	-18,8%
Altri usi	1.109	880	-20,6%	71,7	59,2	-17,5%
TOTALE BT	1.456	1.145	-21,4%	91,5	75,3	-17,8%
Illuminazione pubblica	47	26	4,9%	0,2	0,1	-39,4%
Altri usi	2.893	1.796	-37,9%	6,1	4,6	-23,9%
TOTALE MT	2.940	1.822	-38,0%	6,3	4,7	-24,4%
Altri usi	723	597	17,5%	0,0	0,0	-12,7%
TOTALE AT	723	597	-17,5%	0,0	0,0	-12,7%
TOTALE SALVAGUARDIA	5.119	3.563	-30,4%	97,8	80,0	-18,2%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Come detto, anche i volumi venduti in questo servizio sono nettamente diminuiti dall'anno precedente: nel complesso sono stati acquistati 1,6 TWh in meno rispetto al 2023 così ripartiti: 1,8 TWh in media tensione (per la quasi totalità attribuibili alla categoria "altri usi"), 1,1 TWh in bassa tensione e 0,6 TWh in alta tensione. La quota maggiore è rappresentata dalla media tensione che rappresenta il 51,1% del totale dei volumi serviti. Al suo interno i consumi per illuminazione pubblica sono diminuiti del 44,9%, mentre quelli degli altri usi si sono ridotti del 37,9%. Complessivamente degli oltre 3,5 TWh venduti in salvaguardia il 92% (3,3 TWh) vengono utilizzati per usi industriali e commerciali e l'8% (0,3 TWh) è impiegato per l'illuminazione pubblica. Rispetto al 2023 i primi sono diminuiti del 30,7%, mentre i secondi hanno evidenziato una riduzione del 26,3%.

Dati gli andamenti in riduzione sia in termini di punti che di volumi, il consumo medio unitario degli utenti connessi in bassa tensione è diminuito del 4,4% (da 15,9 a 15,2 MWh), mentre quello degli utenti connessi in media tensione è sceso del 18,1%, (da 468,8 a 384 MWh), una riduzione del 5,5% si è registrata, infine, nel consumo medio dell'alta tensione (da 18 a 17 GWh).

L'analisi più dettagliata a livello regionale (Tav. 2.69) mostra che nel 2024 le regioni nelle quali il ricorso al servizio di salvaguardia è maggiore sono nell'ordine Campania, Lazio, Sicilia Lombardia e Piemonte: il 59,7% dell'energia acquistata in questo mercato viene infatti venduta in questi territori. Quote relativamente importanti appartengono anche ad altre quattro regioni: Liguria, Toscana, Calabria e Puglia, che insieme ne assorbono un altro 24%.

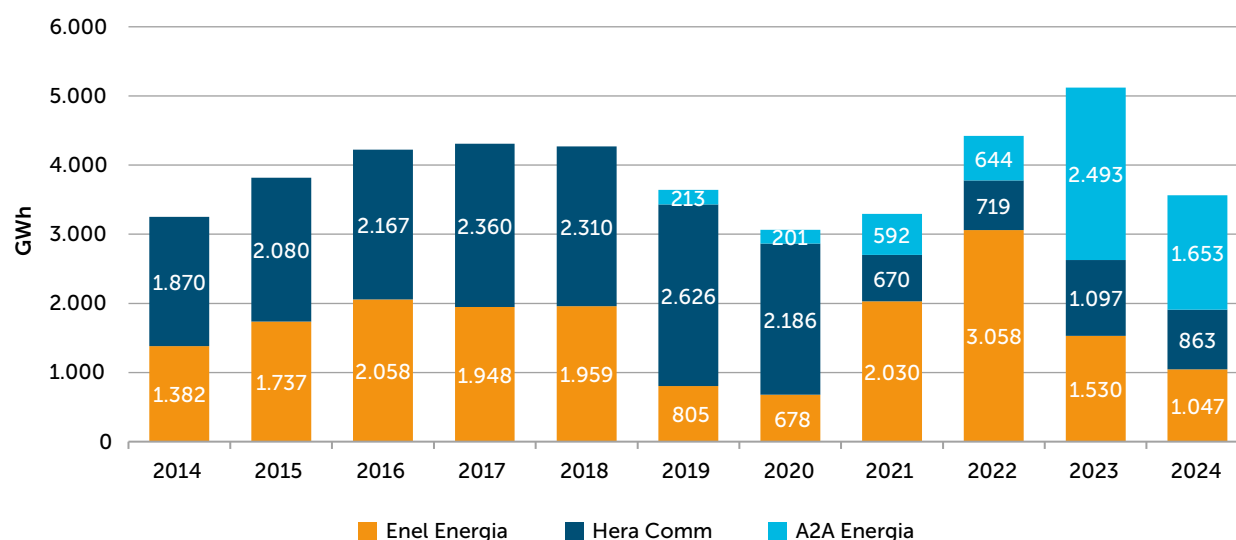
La riduzione media nazionale dei punti osservata (-18,2%) si è manifestata pressoché ovunque, seppure con intensità diversa tra le varie regioni; l'unica regione che ha registrato una variazione positiva è l'Umbria (+6,3%), mentre in tutte le altre i clienti hanno evidenziato una contrazione, le più elevate in Trentino-Alto Adige (-38,5%) e in Emilia-Romagna (-38,2%), le più contenute in Sardegna (-0,5%) e nelle Marche (-3%).

A differenza di quanto accaduto negli anni scorsi, il calo medio dei consumi del 30,4% è invece il risultato di un calo generalizzato in tutto il territorio nazionale; le regioni che hanno subito una riduzione maggiore in termini di volumi sono il Molise (-55,6%) e il Friuli-Venezia Giulia (-53%), le contrazioni minori sono state registrate in Valle d'Aosta (-5,6%) e in Campania (-11,2%).

TAV. 2.69 Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)

REGIONE	2023			2024		
	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	A2A Energia	491	3,8	A2A Energia	355	2,9
Valle d'Aosta	A2A Energia	3	0,1	A2A Energia	3	0,0
Lombardia	A2A Energia	596	8,9	A2A Energia	358	8,1
Trentino-Alto Adige	A2A Energia	17	0,5	A2A Energia	9	0,3
Veneto	A2A Energia	223	4,4	A2A Energia	136	3,2
Friuli-Venezia Giulia	A2A Energia	103	1,1	A2A Energia	49	1,0
Liguria	A2A Energia	328	1,7	A2A Energia	290	1,6
Emilia-Romagna	A2A Energia	207	6,1	A2A Energia	115	3,8
Toscana	A2A Energia	328	4,5	A2A Energia	199	3,9
Umbria	Hera Comm	32	1,1	Hera Comm	18	1,2
Marche	A2A Energia	80	2,1	A2A Energia	57	2,0
Lazio	Enel Energia	541	13,0	Enel Energia	411	11,8
Abruzzo	Hera Comm	88	2,4	Hera Comm	45	1,7
Molise	Enel Energia	24	0,4	Enel Energia	11	0,3
Campania	Hera Comm	678	17,1	Hera Comm	603	12,8
Puglia	Enel Energia	330	5,7	Enel Energia	180	4,4
Basilicata	Enel Energia	61	1,2	Enel Energia	44	1,0
Calabria	Hera Comm	299	9,1	Hera Comm	197	7,2
Sicilia	Enel Energia	573	12,7	Enel Energia	401	10,7
Sardegna	A2A Energia	115	2,1	A2A Energia	83	2,1
ITALIA	-	5.119	97,8	-	3.563	80,0

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.31 Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Alla luce delle differenti dinamiche territoriali e della contrazione dei consumi su scala nazionale, tutti gli esercenti del servizio di salvaguardia hanno registrato una riduzione nei volumi di energia elettrica venduti. In particolare, A2A Energia, che detiene una quota del 46% del totale dei volumi venduti in salvaguardia, ha registrato una flessione del 33,7%, da 2,5 TWh a 1,6 TWh. Enel Energia, con una quota pari al 29,4%, ha evidenziato una contrazione del 31,5%, da 1,5 TWh a 1,0 TWh nel 2024. Infine, Hera Comm, titolare del 24,2% dei volumi, ha ridotto le proprie forniture del 21,4%, passando da 1,0 TWh a 0,8 TWh (Fig. 2.31).

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Come ogni anno, alla fine del 2024 l'Autorità ha provveduto ad aggiornare⁵³ le tariffe relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici da applicare nel 2025. La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2025 risulta pari a 3,830 c€/kWh. Nella tavola 2.70 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2024, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2025. I valori delle componenti UC3 e UC6⁵⁴ considerate nel calcolo per gli anni 2024 e 2025 sono quelli riferiti, rispettivamente, al quarto trimestre del 2024 e al primo trimestre del 2025⁵⁵.

⁵³ Con le delibere del 27 dicembre numeri 579/2024/R/eel e 585/2024/R/eel.

⁵⁴ La UC3 è la componente destinata a coprire gli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione. Si applica all'energia consumata (euro/kWh). La componente UC6 serve per coprire una parte dei costi del sistema di incentivi erogati alle imprese che gestiscono le reti di trasporto e di distribuzione per interventi che comportano un miglioramento della qualità del servizio. È composta da una parte applicata alla potenza impegnata (euro/kW/anno) e una parte applicata all'energia consumata (euro/kWh).

⁵⁵ Fissati con le delibere 27 settembre 2024, 384/2024/R/com e 27 dicembre 2024, 599/2024/R/com.

TAV. 2.70 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC3 e UC6	TOTALE
2024	1,020	1,990	0,295	0,208	3,513
2025	1,148	2,252	0,304	0,126	3,830
Differenza	0,128	0,262	0,009	-0,082	0,317
Variazione	12,5%	13,2%	3,1%	-39,4%	9,02%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.71 Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh; componenti UC3 e UC6 incluse)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2024	2025	DIFFERENZA	VARIAZIONE
BT usi domestici	5,364	6,021	0,657	12,2%
BT illuminazione pubblica	2,651	2,968	0,317	12,0%
BT altri usi	4,100	4,264	0,164	4,0%
MT illuminazione pubblica	1,805	2,026	0,221	12,2%
MT altri usi	2,041	2,298	0,257	12,6%
AT	1,106	1,241	0,136	12,2%
AAT	1,007	1,129	0,122	12,1%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.72 Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2024	2025	DIFFERENZA	VARIAZIONE
BT usi domestici	0,986	1,008	0,022	2,2%
BT illuminazione pubblica	0,086	0,095	0,009	10,5%
BT altri usi	0,217	0,226	0,009	4,1%
MT illuminazione pubblica	0,074	0,078	0,004	5,4%
MT altri usi	0,029	0,031	0,002	6,9%
AT	0,003	0,003	0,000	-
AAT	0,001	0,001	0,000	-

Fonte: ARERA.

Nelle tavole 2.71 e 2.72 sono riportate le tariffe medie per tipologia di cliente, rispettivamente per i servizi di trasmissione e distribuzione e per il servizio di misura.

Prezzi del mercato al dettaglio

Nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, è stato richiesto alle imprese di vendita, come di consueto, di trasmettere i dati relativi ai prezzi finali praticati ai loro clienti al netto delle imposte, nonché la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento, intesa come somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione.

TAV. 2.73 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2024 per classe di consumo (quantità energia in GWh, punti di prelievo in migliaia, prezzi in €/MWh)*

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000	4.640	9.270	632,6	344,5
1.000-1.800	10.809	7.669	350,7	236,2
1.800-2.500	11.651	5.469	303,3	213,4
2.500-3.500	13.235	4.502	280,1	200,5
3.500-5.000	9.687	2.367	263,8	191,1
5.000-15.000	7.657	1.131	242,5	177,3
> 15.000	1.080	42	218,9	158,2
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.760	30.450	316,8	215,6

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi dei dati trasmessi dalle imprese mostra la consueta variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti, con valori inversamente proporzionali alla dimensione del consumo. Come si vede nella tavola 2.73, i valori sono compresi tra i 219 €/MWh, riscontrabili per i clienti grandi (consumi oltre 15.000 kWh/anno), e i 633 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Tale andamento ricalca quello del costo di approvvigionamento che, come sempre, diminuisce continuamente al crescere del consumo pro-capite, passando dai 344 €/MWh della classe più piccola ai 158 €/MWh di quella più grande.

Nella tavola successiva (Tav. 2.74) è riportato il confronto dei prezzi tra mercato libero e servizi di maggior tutela (dal 1° luglio 2024 è riservato ai soli clienti vulnerabili), sempre distinguendo i clienti per classe di consumo annuo. Dopo la parentesi del 2022, il mercato libero presenta nuovamente valori notevolmente superiori al servizio di maggior tutela per tutte le classi di consumo. Nel dettaglio, per la componente approvvigionamento, la maggiore onerosità del mercato libero è compresa tra il 61% della classe più grande (consumi superiori a 15.000 kWh/anno) e il 91% della seconda classe (clienti medio-piccoli con consumi tra 1.000 e 1.800 kWh/anno). Il prezzo finale, comprensivo di tutte le componenti eccetto le imposte, presenta differenze analoghe tra i due mercati, in proporzione più contenuta ma comunque elevata: dal minimo del 37% della classe più grande (oltre 15.000 kWh/anno) al 55% delle due classi medio-piccole (consumi tra 1.000 e 2.500 kWh/anno).

TAV. 2.74 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2024 per classe di consumo e tipo di mercato (in €/MWh)*

CLASSE DI CONSUMO	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO			PREZZO MEDIO TOTALE (NETTO IMPOSTE)		
	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFF.	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFF.
< 1.000	235,2	397,1	69%	577,3	666,2	91%
1.000-1.800	140,8	269,6	91%	247,4	384,0	69%
1.800-2.500	128,0	238,1	86%	210,3	328,8	57%
2.500-3.500	121,5	219,7	81%	197,5	299,5	46%
3.500-5.000	116,7	205,2	76%	188,9	277,4	34%
5.000-15.000	112,1	187,0	67%	158,3	253,6	23%
> 15.000	104,2	167,3	61%	166,6	227,5	12%
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	137,6	237,18	72%	246,5	335,7	52%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella tavola 2.75 sono riportati i dati relativi alle loro quantità e ai prezzi a loro applicati, distinti per livello di tensione. I prezzi più elevati sono associati ai clienti serviti in bassa tensione.

TAV. 2.75 *Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2024 per livello di tensione (quantità energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia, prezzi in €/MWh)*

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE
Bassa tensione	68.505	7.053,7	175,6	284,1
Media tensione	94.396	108,2	136,7	192,1
Alta e altissima tensione	21.322	1,1	117,9	136,9
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	184.223	7.163,2	149,0	219,9

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.76, infine, è riportata la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato, che presenta elevati differenziali di prezzo. I due servizi a tutele graduali (microimprese e piccole imprese), che beneficiano degli effetti competitivi delle procedure concorsuali svolte per la loro aggiudicazione, presentano la componente di approvvigionamento più bassa (rispettivamente 120 e 139 €/MWh); segue il mercato libero (176 €/MWh) e, infine, il servizio di salvaguardia, molto distanziato (254 €/MWh).

TAV. 2.76 *Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2024 (quantità energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia, prezzi in €/MWh)*

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE
Tutele graduali piccole imprese	1.238	77	138,9	244,3
Tutele graduali microimprese	1.515	829	120,3	335,1
Salvaguardia	1.145	75	253,9	351,6
Mercato libero	64.606	6.072	176,3	282,4
CLIENTI NON DOMESTICI IN BT	68.505	7.054	175,6	284,1

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica, avvenuta il 1° luglio 2007⁵⁶, l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela. Dal 1° gennaio e fino al 30 giugno 2024 tale servizio era rivolto ai clienti domestici che non avevano un venditore sul mercato libero. Dal 1° luglio 2024 è rivolto esclusivamente ai clienti domestici vulnerabili⁵⁷. I clienti domestici che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio a tutele gradualali, svolto da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara.

Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere. La tavola 2.77 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2024 per ciascuna delle fasce orarie in cui è articolato il sistema tariffario⁵⁸.

Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia effettuato acquisti esclusivamente sui mercati a pronti, in particolare sull'MGP (Mercato del giorno prima) per il 97% del proprio fabbisogno, ricorrendo all'MPEG (Mercato dei prodotti giornalieri) solamente per il 3%. Inoltre, come accade da diversi anni, anche nel 2024 non sono stati sottoscritti contratti al di fuori del sistema delle offerte. La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo è stata pari a circa l'1% del fabbisogno. Con riferimento al 2025⁵⁹, l'ammontare di energia elettrica acquistata, e da acquistare, sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno dell'Acquirente unico, stimato pari a circa 6 TWh.

TAV. 2.77 Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2024

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh al lordo delle perdite di rete)	F1	F2	F3	TOTALE
Mercato del giorno prima (MGP)	4.151	3.705	4.485	12.341
Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)	128	84	105	317
Sbilanciamento Unità di consumo^(A)	-108	-90	15	-183
TOTALE	4.171	3.699	4.605	12.475
Media del prezzo di cessione (€/MWh)	123,70	131,12	109,12	-

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111 e successive modifiche e integrazioni.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

⁵⁶ Ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73.

⁵⁷ Ai sensi della delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel, come successivamente modificata ed integrata.

⁵⁸ Le fasce orarie sono definite nel Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV), allegato alla delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel. La fascia F1 si applica nelle ore centrali della giornata (dalle 8:00 alle 19:00) dal lunedì al venerdì; la fascia F3 si applica dal lunedì al sabato nelle ore notturne (dalle 00:00 alle 7:00 e dalle 23:00 alle 24:00) e in tutte le ore dei giorni festivi; la fascia F2 si applica nelle ore rimanenti.

⁵⁹ I dati relativi all'anno 2025 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2025.

L'ultima riga della tavola riporta invece il prezzo di cessione applicato nel 2024 da Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela, calcolato come media ponderata rispetto all'energia acquistata in ciascun mese dell'anno; tale prezzo include i costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti domestici in maggior tutela.

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Nell'ambito del paniere di spesa per la rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, il peso dell'energia elettrica è salito leggermente, dal 2,74% del 2024 al 2,89% nel 2025, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat⁶⁰.

Poiché anche il peso dell'altro segmento energetico soggetto alla regolazione dell'Autorità, ovvero il gas, è salito lievemente nel 2024 (si veda il Capitolo 3 di questo stesso Volume), l'incidenza dei beni energetici regolati dall'Autorità è salita dal 5,15% (2024) al 5,44%. Includendo i segmenti ambientali rilevati dall'Istat ("fornitura acqua", "raccolta acque di scarico", "raccolta rifiuti"), l'incidenza complessiva dei beni regolati dall'Autorità raggiunge il 6,67% (era il 6,36% nel 2024).

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat è sceso sensibilmente nel corso del 2024: dal 195,8 di gennaio al 180,5 di dicembre. Nel corso dell'anno i tassi di variazione a 12 mesi sono sempre stati negativi ma decrescenti in valore assoluto (dal -43,1% di gennaio al -8,3% di dicembre), mentre in media d'anno si registra una diminuzione del 23,8% (Tav. 2.78).

Nell'ultimo triennio il tasso di variazione a 12 mesi dell'elettricità è risultato positivo sino a metà 2023, con valori molto elevati nella prima parte (dal 62,1% del gennaio 2022 al picco del 199,1% dell'ottobre 2022), dopodiché è crollato sino all'1,4% del giugno 2023. Dal luglio 2023 tale variazione è divenuta negativa, raggiungendo -50% a fine anno. Nel 2024 sono proseguite le diminuzioni, ma la loro entità si è via via ridotta, sino al -8,3% del dicembre 2024.

I valori descritti risultano dalla combinazione di due sottoinsiemi: gli indici del mercato libero e quelli del servizio di maggior tutela. Quest'ultimo, nei dati rilevati da Istat, ha presentato incrementi nella prima metà del triennio, di ammontare via via più ridotto (dal +103,4% del gennaio 2022 sino al +6,1% del dicembre 2024), dopodiché si sono avute sempre delle diminuzioni, particolarmente accentuate (oltre il 40% in valore assoluto) nei sei mesi a cavallo tra 2023 e 2024. Ha avuto una evoluzione diversa il mercato libero, che presenta incrementi crescenti sino al picco dell'ottobre 2022 (+329%), seguiti da incrementi via via decrescenti sino al luglio 2023, dopodiché sono iniziate le diminuzioni, particolarmente forti (intorno al 50%) tra ottobre 2023 e febbraio 2024 (Fig. 2.32).

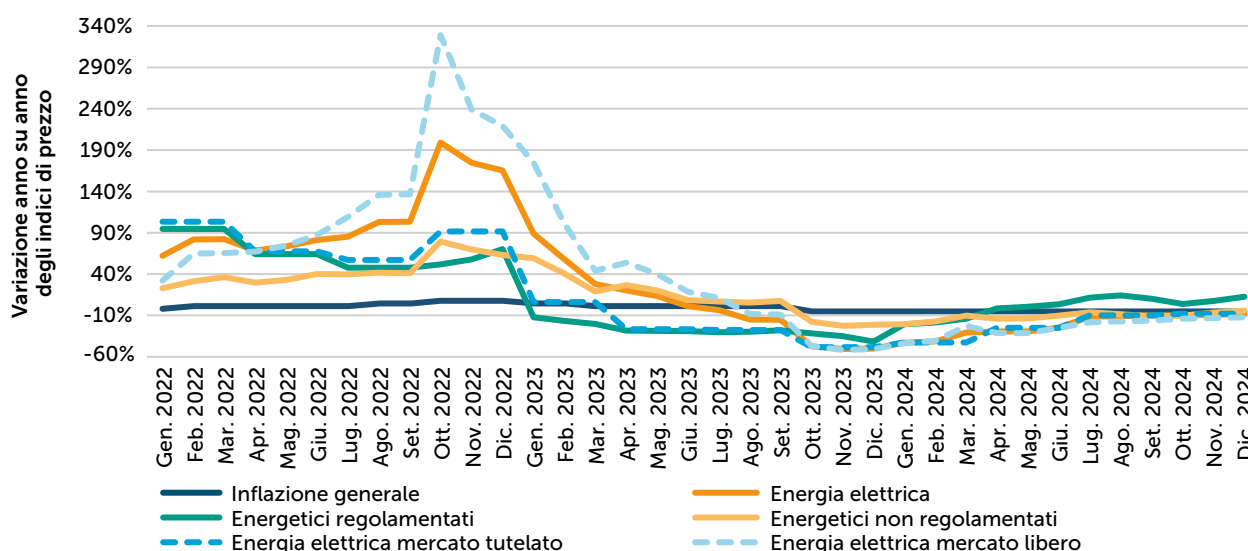
60 Ogni anno, la determinazione dei coefficienti di ponderazione degli indici viene effettuata mediante l'utilizzo dei dati relativi ai consumi finali delle famiglie, stimati dalla Contabilità nazionale dell'Istat, e di quelli derivanti dall'Indagine sui consumi delle famiglie, oltre che da altre fonti ausiliarie interne ed esterne all'Istat. Le variazioni dei prezzi dei beni e dei servizi inclusi nel paniere concorrono al calcolo dell'indice generale in funzione della quota di spesa che le famiglie destinano al loro acquisto.

TAV. 2.78 Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali)

MESI	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	195,8	-43,1%	120,1	0,8%	163,0	-43,6%
Febbraio	189,5	-41,2%	120,2	0,8%	157,7	-41,6%
Marzo	182,5	-30,6%	120,2	1,2%	151,8	-31,4%
Aprile	165,1	-29,2%	120,3	0,8%	137,2	-29,8%
Maggio	162,8	-29,2%	120,6	0,8%	135,0	-29,7%
Giugno	161,7	-24,7%	120,7	0,8%	134,0	-25,3%
Luglio	182,6	-11,5%	121,2	1,3%	150,7	-12,6%
Agosto	183,3	-10,9%	121,4	1,1%	151,0	-11,8%
Settembre	184,8	-9,9%	121,2	0,7%	152,5	-10,6%
Ottobre	182,3	-9,8%	121,2	0,9%	150,4	-10,7%
Novembre	179,7	-9,3%	121,1	1,3%	148,4	-10,5%
Dicembre	180,5	-8,3%	121,2	1,3%	148,9	-9,5%
ANNO 2024	179,2	-23,8%	120,8	1,0%	148,4	-24,6%

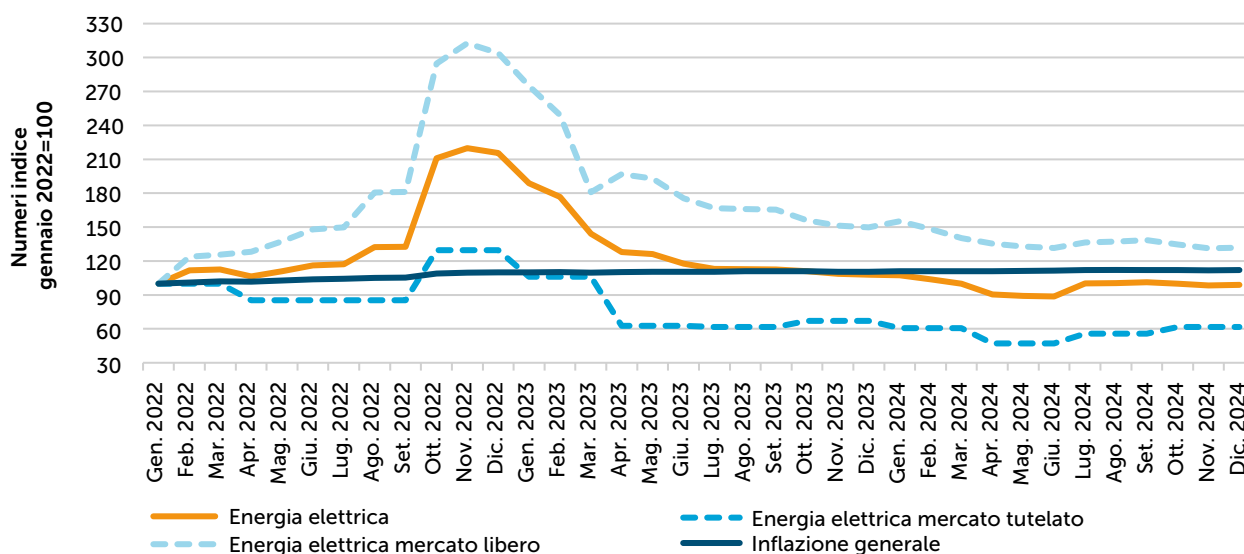
(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

FIG. 2.32 Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività. Indici nazionali.

Confrontando i due indici, emerge che il tutelato ha avuto una crescita maggiore sino all'aprile 2024, inferiore nei mesi sino all'ottobre 2023, successivamente si osserva un'alternanza fino all'aprile 2024, mese dal quale il tutelato è tornato a mostrare incrementi più elevati. Rispetto all'insieme dei beni energetici, le variazioni dell'energia elettrica sono risultate superiori sino a maggio 2023, mentre nei mesi successivi sono risultate inferiori.

FIG. 2.33 *Livello dei prezzi dell'energia elettrica nell'ultimo triennio*

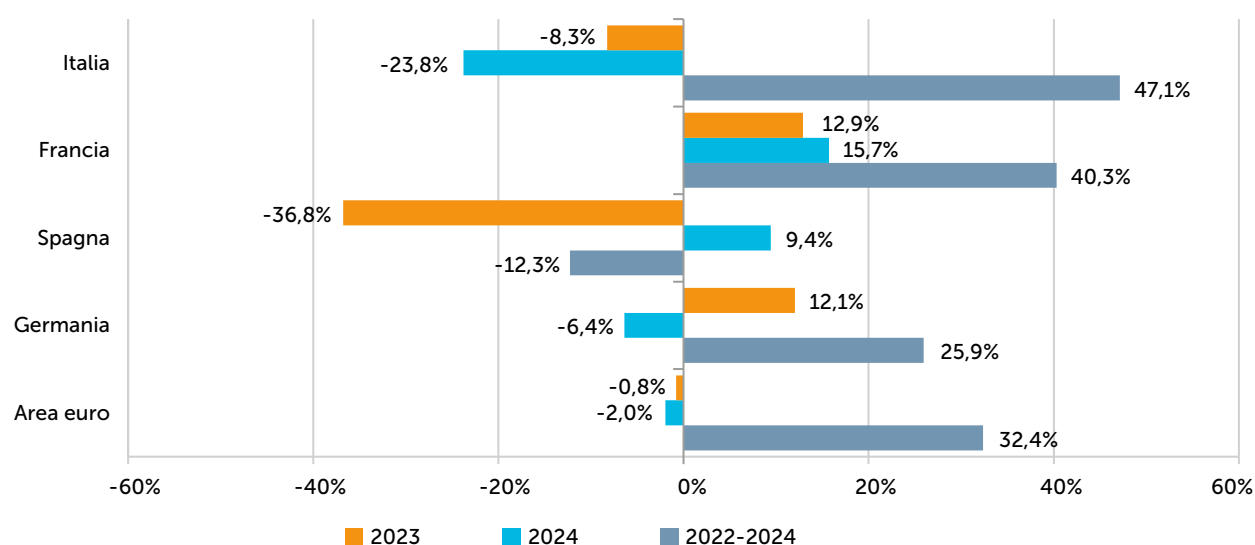
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività. Indici nazionali.

L'evoluzione risulta ancora più evidente nella figura 2.33, nella quale viene confrontata la dinamica degli indicatori nel triennio ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2022).

L'energia elettrica ha conosciuto una "cavalcata" sino al massimo del novembre 2022, nel quale risultava più che raddoppiata (+120%) rispetto alla situazione iniziale; questo risultato risulta dalla composizione tra il contenuto incremento del servizio di tutela (+30%) e l'impennata del mercato libero (oltre tre volte il livello iniziale, +212,6%). Nei mesi successivi vi è stato un forte calo in tutti gli indicatori, salvo piccole inversioni di tendenza; ciò fa sì che a fine triennio il prezzo dell'energia elettrica presenti un livello praticamente identico a quello iniziale, mentre le sue due componenti presentano due dinamiche completamente opposte: il mercato libero presenta un incremento del 31,7%, mentre il servizio di maggior tutela registra una diminuzione del 38,3%.

L'evoluzione del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con quella dei principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati pubblicati dall'Eurostat e rilevati per la misura dell'inflazione (Fig. 2.34).

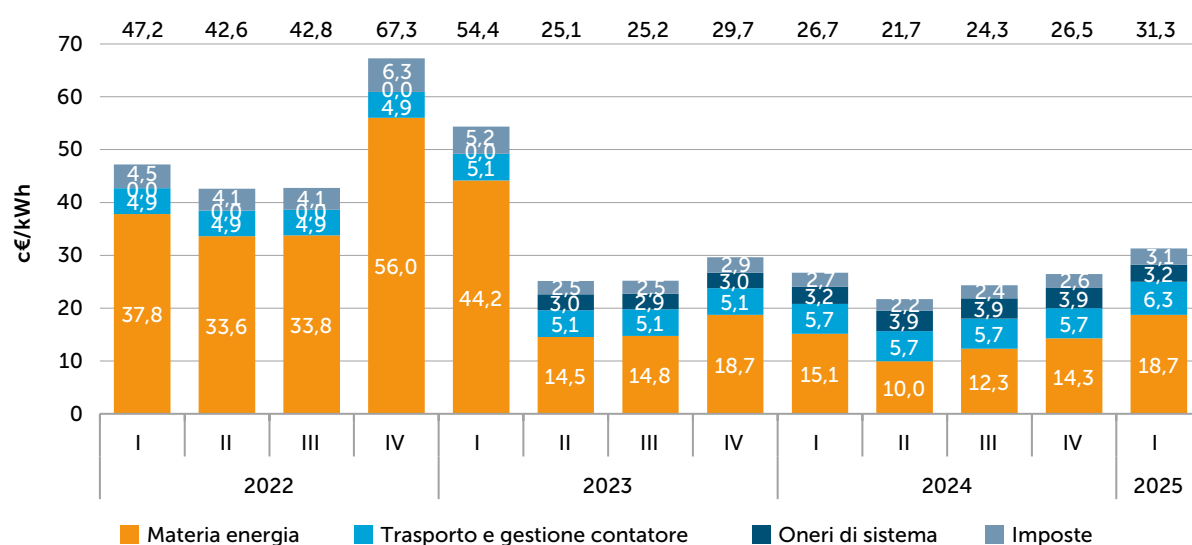
La forte diminuzione indicata in precedenza per il 2024 in Italia (-23,8%) non trova corrispondenza negli altri Paesi; solo la Germania manifesta una diminuzione, ma molto inferiore (-6,4%), mentre Francia e Spagna presentano dei sensibili aumenti (+15,7 e + 9,4%, rispettivamente). Tuttavia, se si considera l'ultimo triennio nel suo insieme, l'Italia presenta l'incremento maggiore (+47,1), seguita però da vicino dalla Francia (+40,3%), mentre l'aumento della Germania è poco più della metà (+25,9%); del tutto diversa la situazione della Spagna, che nel triennio registra addirittura una diminuzione (-12,3%).

FIG. 2.34 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

Come illustrato nel paragrafo dedicato al mercato finale della vendita, dal 1° luglio 2024 i clienti che hanno diritto al servizio di maggior tutela sono esclusivamente i clienti domestici vulnerabili. Pertanto, a partire dal terzo trimestre 2024 le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela calcolate per un consumatore tipo e qui commentate sono applicate solo ai clienti vulnerabili.

FIG. 2.35 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e potenza pari a 3 kW

Fonte: ARERA.

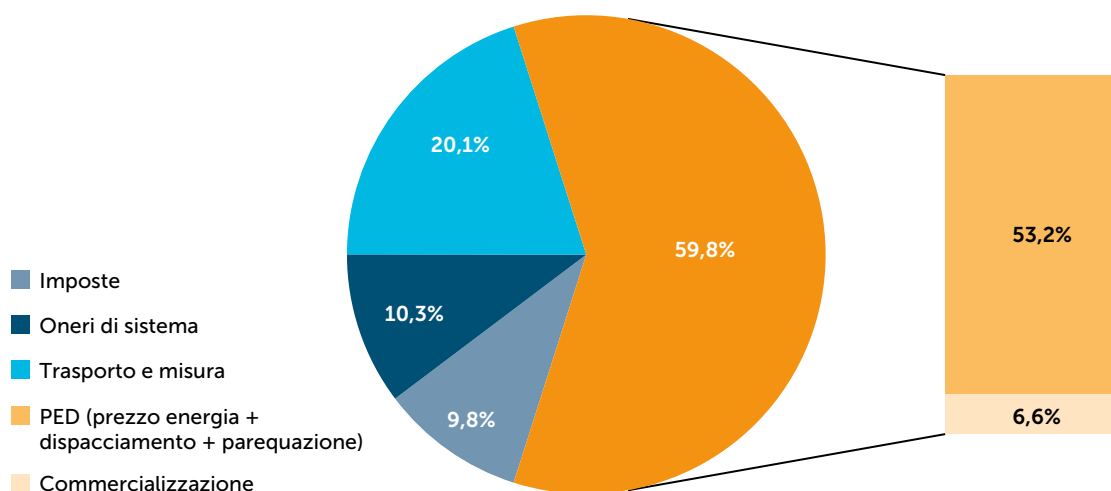
Dopo la pesante crisi dei prezzi registrata nel periodo post pandemico, dalla primavera del 2023 e nel corso del 2024 in questo servizio si è registrato un marcato calo della spesa: considerando un consumatore domestico tipo, vale a dire un cliente residente, con consumo annuo pari a 2.000 kWh e potenza impegnata di 3 kW (Fig. 2.35), all'inizio 2024 si è osservato infatti un valore della spesa complessiva pari a 26,7 c€/kWh, dimezzato rispetto al primo trimestre dell'anno precedente (54,4 c€/kWh). La discesa si è poi interrotta dalla seconda metà del 2024. Dal valore minimo di 21,7 c€/kWh toccato nel secondo trimestre del 2024, la spesa complessiva è risalita a 31,3 c€/kWh raggiunti nel primo trimestre del 2025.

La dinamica complessiva, appena descritta, è determinata dall'evoluzione delle singole componenti. Più in dettaglio:

- la materia energia, il cui andamento è collegato alle condizioni dei mercati all'ingrosso, è la voce con la maggiore incidenza e, di fatto, è quella che più condiziona l'andamento del prezzo totale. Nel primo trimestre del 2024 si è ridotta del 66% rispetto al primo trimestre dell'anno precedente (da 44,2 a 15,1 c€/kWh). Nel secondo trimestre 2024 ha toccato il minimo di 10 c€/kWh per poi ricominciare a crescere nei trimestri successivi. Nel primo trimestre 2025 ha raggiunto 18,7 c€/kWh, valore comunque lontanissimo dai picchi registrati nel 2022 (il picco massimo si è osservato nel quarto trimestre 2022, quando tale componente valeva 56 c€/kWh);
- anche i costi di trasporto e misura sono cresciuti nel corso del triennio: da 4,9 c€/kWh del 2023 sono saliti a 5,1 c€/kWh nel 2023 (+3,3%) e a 5,7 c€/kWh nel 2024 (+12,5%), così come nel primo trimestre 2025 hanno registrato un ulteriore aumento del 10,6% (6,3 c€/kWh);
- gli oneri di sistema hanno registrato un valore medio di 3,7 c€/kWh nel 2024; nel primo trimestre dell'anno sono risultati pari a 3,2 c€/kWh, un valore ovviamente in notevole aumento rispetto al primo trimestre del 2023, quando risultavano ancora azzerati dagli interventi del Governo. Nel secondo trimestre 2024 sono saliti a 3,9 c€/kWh (+19%), per poi tornare a 3,2 c€/kWh nel primo trimestre 2025.

Al 1° gennaio 2025 il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico (vulnerabile) residente, con consumi annui di 2.000 kWh e 3 kW di potenza, è pari a 28,21 c€/kWh al netto delle imposte e a 31,28 c€/kWh con le imposte (Fig. 2.36).

FIG. 2.36 *Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2025*



Fonte: ARERA.

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica nel primo trimestre 2025 hanno un'incidenza del 59,8%, poco superiore a quella di inizio dell'anno 2024, quando erano pari al 56,6%. Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

- i costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (elemento PE);
- i costi di dispacciamento (elemento PD);
- i saldi risultanti dal sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (elementi PPE₁ e PPE₂);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e DISP_{BT}).

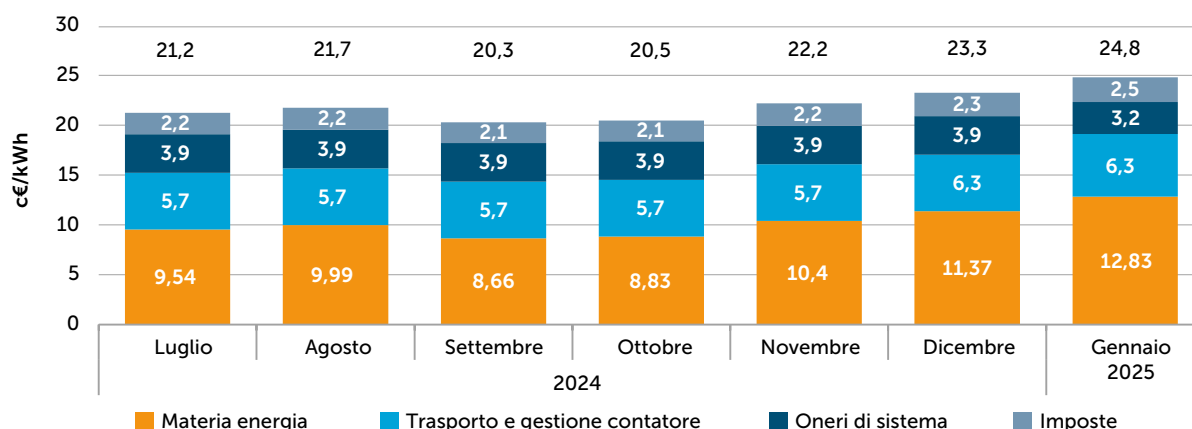
Le voci a copertura dei costi di trasporto e misura (incluse le componenti tariffarie UC3 e UC6, in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) rappresentano il 20,1% del prezzo lordo complessivo, incidenza lievemente inferiore rispetto all'inizio del 2024 (21,3%). Una riduzione più accentuata si è osservata invece per gli oneri generali di sistema, la cui incidenza è scesa nello stesso periodo dal 12,1% al 10,3% del prezzo totale.

Condizioni economiche per il servizio a tutele gradualì per i consumatori domestici

Dal 1° luglio 2024 il cliente domestico non vulnerabile precedentemente servito nel servizio di maggior tutela, è passato automaticamente al gestore del servizio a tutele gradualì vale a dire al servizio predisposto dall'Autorità per accompagnare il passaggio dei clienti domestici al mercato libero dell'energia elettrica dopo la rimozione della tutela di prezzo (ai sensi della normativa vigente). Il servizio è attivo per poco meno di tre anni (fino al 31 marzo 2027) al termine dei quali, in mancanza di una scelta esplicita, il cliente continuerà a essere rifornito dallo stesso venditore sulla base della sua offerta di mercato libero più favorevole.

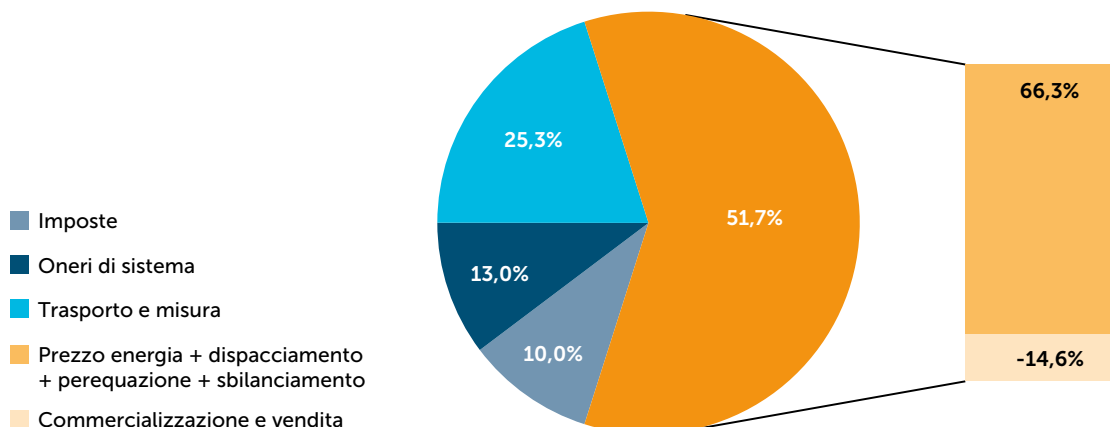
Anche in questo paragrafo sono illustrate le condizioni economiche del servizio a tutele gradualì per un consumatore domestico tipo, vale a dire un cliente domestico non vulnerabile, residente, con consumo annuo pari a 2.000 kWh e potenza di 3 kW, condizioni che possono essere valutate solo a partire dal mese di luglio 2024, cioè da quando è nato il servizio.

FIG. 2.37 Condizioni economiche servizio a tutele gradualì per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e potenza pari a 3 kW



Fonte: ARERA.

FIG. 2.38 Condizioni economiche del servizio a tutele graduali per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e 3 kW di potenza al 1° gennaio 2025



Fonte: ARERA.

A luglio 2024 la spesa complessiva del consumatore tipo è risultata pari a 21,24 c€/kWh ed è rimasta sostanzialmente costante nei mesi successivi fino a ottobre 2024, mentre è risultata in aumento da novembre 2024 a gennaio 2025. A gennaio 2025 la spesa è pari a 22,33 c€/kWh al netto delle imposte e a 24,81 c€/kWh con le imposte (Fig. 2.37), in aumento del 7% rispetto al mese precedente (23,25 c€/kWh).

A gennaio 2025 i corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica hanno un'incidenza del 51,7%, poco superiore a quella di inizio del servizio, nel luglio 2024, quando era pari al 44,9% (Fig. 2.38).

Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

- i costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (corrispettivo C_{ELD});
- i costi di dispacciamento (corrispettivo C_{DISPD} e corrispettivo C_{SED});
- i saldi di perequazione relativi al servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili (corrispettivo C_{PSTGD});
- le voci relative alla commercializzazione (parametro λ).

Le voci a copertura dei costi di trasporto e misura (incluse le componenti tariffarie UC3 e UC6, in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) rappresentano il 25,3% del prezzo lordo complessivo, incidenza lievemente inferiore rispetto a luglio 2024, quando era del 26,8%. Una riduzione più accentuata si è osservata per gli oneri generali di sistema, il cui peso è sceso dal 18,2% al 10,3% del prezzo totale, sia perché il loro valore è diminuito nel primo trimestre 2025, ma soprattutto perché sono aumentati i valori delle altre componenti.

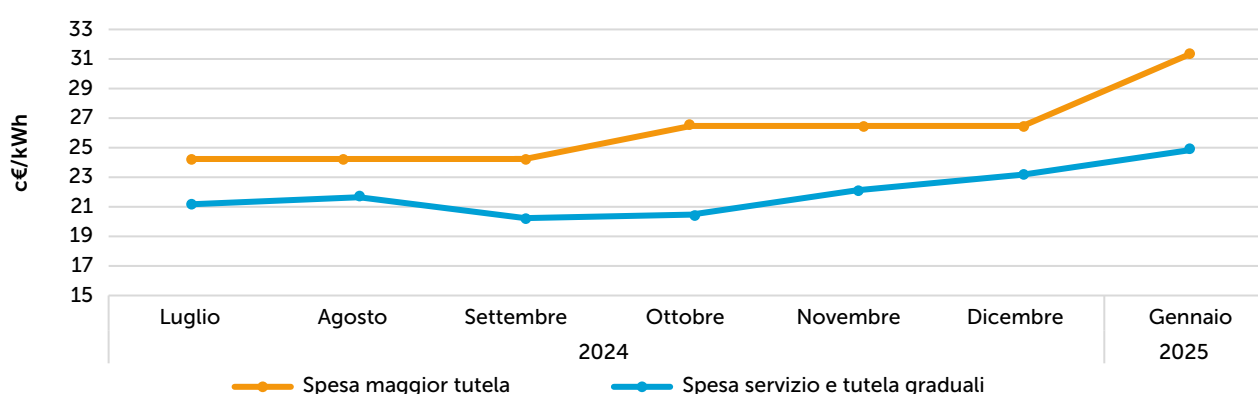
Come detto, il servizio di maggior tutela è dedicato ai solo clienti vulnerabili domestici, mentre il servizio a tutele graduali è rivolto ai domestici non vulnerabili che alla data del 1° luglio 2024 non avevano scelto un fornitore di libero mercato; tuttavia un confronto tra i livelli di spesa totale, a parità di cliente tipo analizzato (consumo annuo 2.000 kWh e potenza 3 kW), mostra una certa differenza. Per il consumatore tipo, si registra, infatti, un livello di

spesa totale inferiore nel servizio a tutele graduali rispetto a quello servito in maggior tutela, determinato principalmente dai corrispettivi della materia energia che concorrono alla formazione della spesa totale.

A gennaio 2025 si registra una spesa complessiva pari a 24,81 c€/kWh nel servizio a tutele graduali e pari a 31,28 c€/kWh nel servizio di maggior tutela, come descritto nei paragrafi precedenti. Tale discrepanza è dovuta esclusivamente alla componente per la materia energia, in quanto le altre voci che concorrono alla formazione della spesa totale (trasporto e misura, oneri di sistema) sono identiche. Quest'ultima, come visto poco sopra, include la componente di commercializzazione che per il servizio a tutele graduali è di segno negativo (-72,65 €/cliente/anno), mentre quella del servizio di maggior tutela è di segno positivo (+41,32 €/cliente/anno) (Fig. 2.39). Il valore negativo della componente di commercializzazione nel servizio a tutele graduali è il risultato della competizione che si è realizzata nell'ambito delle aste per aggiudicarsi il servizio stesso.

La maggiore convenienza del prezzo nel servizio a tutele graduali ha indotto il Governo a introdurre la possibilità per i clienti domestici vulnerabili di richiedere l'attivazione del servizio a tutele graduali entro il 30 giugno 2025 (ai sensi dall'articolo 24 della legge 193/2024, Legge Concorrenza 2024).

FIG. 2.39 Condizioni economiche del servizio di maggior tutela e del servizio a tutele graduali per il consumatore domestico tipo



Fonte: ARERA.

Qualità del servizio

In questa parte del Capitolo sono presentati i principali indici di qualità del servizio elettrico e, più in generale, di prestazione delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Nelle more della futura predisposizione di una relazione nazionale su tali indici, il presente testo assolve agli obblighi definiti dall'art. 43, comma 2, lettera c-*decies*) del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, e dall'art. 59, comma, lettera l) della direttiva (UE) 2019/944.

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Capacità aggiuntiva di trasporto tra zone della rete rilevante

Uno dei principali indicatori per l'integrazione dei mercati elettrici e il supporto alla transizione energetica, in presenza della crescente integrazione di fonti energetiche rinnovabili, è la capacità di interconnessione con l'estero e la capacità di trasporto tra le zone interne della rete rilevante (dette anche "zone di mercato").

La regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica ha introdotto un meccanismo incentivante la realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto fino a determinati valori di capacità obiettivo. In particolare, rispetto alla prima applicazione avviata nel 2019, nel 2021⁶¹ sono stati aggiornati i parametri e gli obiettivi, validi fino al 31 dicembre 2024, per il meccanismo di incentivazione tra i confini (interconnessioni con l'estero) e le sezioni interne al territorio italiano.

Nel corso del 2024 Terna ha messo in atto azioni e interventi volti a incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato attraverso la risoluzione mirata dei limiti di portata degli elementi di rete che fungono da "collo di bottiglia" e con soluzioni a bassa intensità di capitale (le cosiddette *capital light*) come il potenziamento del Sistema di Difesa, l'installazione di sistemi *Dynamic Thermal Rating* su rete 400/220/150 kV.

In particolare:

- +250 MW sulla sezione Nord – Centro-Nord. Uno degli elementi che più frequentemente limitava lo scambio tra la zona Nord e la zona Centro-Nord era la linea 380 kV tra le stazioni di Bargi e Calenzano; Terna, dopo verifiche tecniche, ha identificato i due elementi limitanti: il conduttore della linea Bargi-Calenzano e la bobina OCV sulla linea Bargi-Martignone. La loro sostituzione ha aumentato la capacità di scambio tra queste zone;
- +600 MW sulla sezione Centro-Sud – Centro-Nord. Gli elementi che più frequentemente limitavano lo scambio tra la zona Centro-Sud e la zona Centro-Nord erano le direttrici 220 kV Candia-Villanova e S. Barbara-Villavalle e gli ATR 380/220 kV delle stazioni di Candia e Villanova. Terna ha effettuato interventi puntuali, in particolare ha sostituito gli ATR 380/220 kV nelle Stazioni Elettriche di Candia e Villanova;
- +100 MW sulla sezione Sud verso Centro-Sud. Dal 1° gennaio 2024 era stato conseguito un incremento di 100 MW limitatamente a specifiche condizioni di generazione e carico; nel corso del 2024 ulteriori attività rispetto alle soluzioni *capital light* già applicate hanno consentito di rendere strutturale l'incremento di capacità a partire dal 1° gennaio 2025.

Nella tavola 2.79 sono indicati i livelli di partenza della capacità di trasporto, i livelli obiettivo definiti dalla regolazione dall'Autorità, la capacità di trasporto al 1° gennaio 2024 e 2025, per aggregato di confini e sezioni più rilevanti.

61 Con la delibera 26 ottobre 2021, n. 446/2021/R/eel.

TAV. 2.79 Capacità di trasporto tra zone di rete, e relativi livelli di partenza, obiettivi e valori di riferimento dichiarati al 1° gennaio 2024 e al 1° gennaio 2025, per i confini e le principali sezioni della rete (in MW)

CONFINI/SEZIONE	CAPACITÀ				VARIAZIONE TRA IL 1/1/2024 E IL 1/1/2025
	DI PARTENZA (situazione winter peak)	OBIETTIVO (situazione winter peak)	DI TRASPORTO AL 1/1/2024	DI TRASPORTO AL 1/1/2025	
Italia - Nazioni a nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria), in importazione	7.705	10.505	9.682	9.682	0
Italia - Nazioni a est (aggregazione dalla Slovenia alla Grecia), in importazione	1.230	1.380	1.853	1.853	0
Nord – Centro-Nord	3.900	4.300	4.300	4.550	250
Centro-Nord - Nord	1.500	1.900	1.900	2.150	250
Centro-Nord – Centro-Sud	1.400	1.800	1.800	2.400	600
Centro-Sud – Centro-Nord	2.400	2.800	2.800	3.400	600
Sud – Centro-Sud (monodirezionale)	4.600	5.550	5.100-5.200	5.200	100
Sud - Calabria/Rossano	1.100	(A)	1.100	1.100	0
Calabria/Rossano - Sud	2.350	(A)	2.350	2.350	0
Sicilia - Calabria/Rossano	1.200	(A)	1.300	1.300	0
Calabria/Rossano - Sicilia	1.100	1.750	1.550	1.550	0
Centro Nord - Sardegna	300	1.000	300	300	0
Sardegna – Centro-Nord	300	1.000	300	300	0
Sardegna – Centro-Sud	900	(A)	900	900	0
Centro-Sud - Sardegna	720	(A)	720	720	0

(A) Capacità non necessaria.

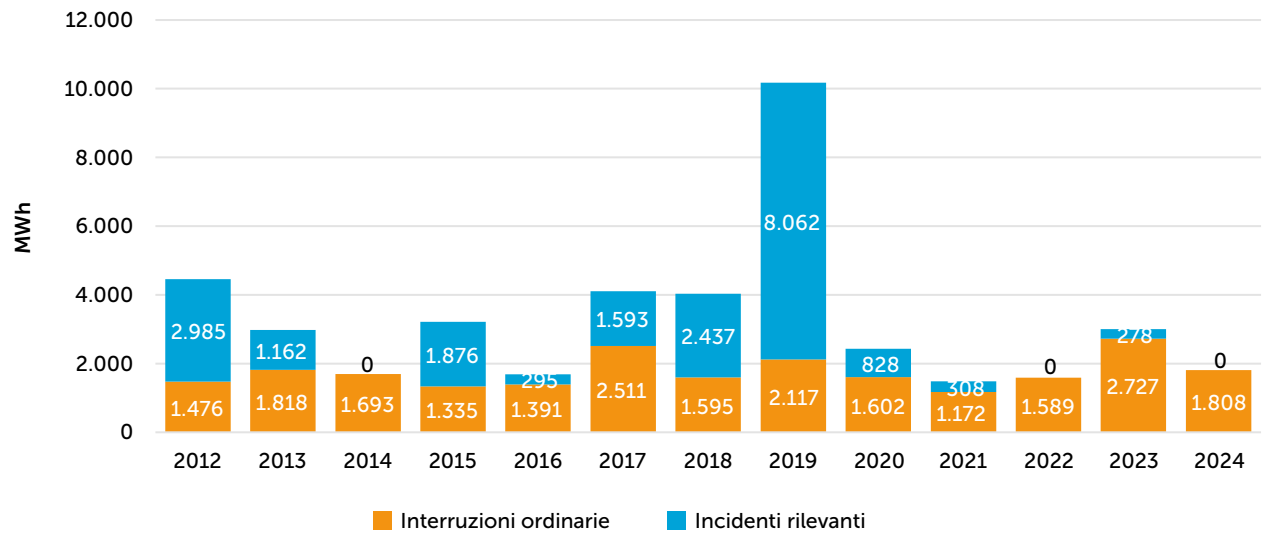
Fonte: ARERA, delibera 446/2021/R/eel, ed elaborazioni su dati Terna.

Affidabilità del servizio di trasmissione

L'affidabilità del servizio di trasmissione è misurata principalmente mediante l'indicatore di energia non fornita o, in inglese, *energy not supplied* (ENS). Il valore di ENS registrato nel 2024 nel 2024 risulta in notevole riduzione rispetto all'anno 2023 e di poco superiore ai valori del biennio 2021-2022 (anni in cui si è registrata la migliore *performance* del periodo 2012-2024).

Nella figura 2.40 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS nel periodo che va dal 2012 al 2024 per l'intera nazione con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi alla rete rilevante (rete in alta e in altissima tensione) coinvolti in disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti (ossia interruzioni con ENS superiore a 250 MWh), senza distinzione di origine della disalimentazione. Il calcolo della ENS considera gli interventi delle imprese distributrici che, in caso di disalimentazione di una o più cabine primarie, effettuano una controalimentazione degli utenti connessi alle reti di distribuzione tramite altre cabine primarie e tramite la rete di distribuzione (c.d. mitigazione).

FIG. 2.40 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

Nella tavola 2.80 è riportato il numero degli incidenti rilevanti, cioè le interruzioni con ENS superiore a 250 MWh, e la relativa ENS nel periodo 2012-2024.

TAV. 2.80 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti

ANNO	INCIDENTI RILEVANTI	ENS (MWh/anno)
2012	3	2.985
2013	2	1.163
2014	0	0
2015	2	1.876
2016	1	295
2017	2	1.593
2018	1	2.437
2019	4	8.063
2020	1	828
2021	1	308
2022	0	0
2023	1	278
2024	0	0

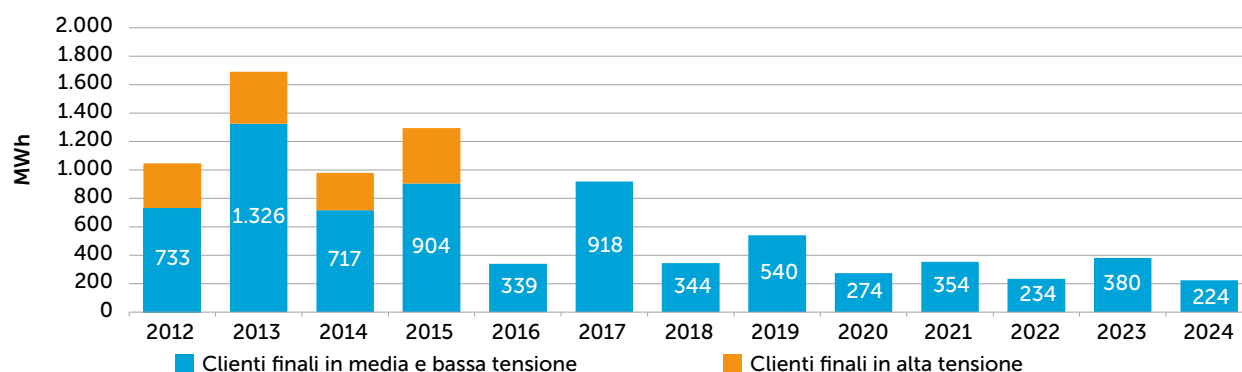
Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

L'incentivazione per Terna, volta all'affidabilità del servizio di trasmissione, avviene con la regolazione premi-penalità introdotta dall'Autorità⁶² tramite l'indicatore dell'energia non fornita per cause riconducibili all'operato di Terna e per alcuni tipi di eventi eccezionali, applicando una funzione di smussamento del valore di tale energia nel caso di incidenti rilevanti (ENS regolata o anche ENSR).

62 Con la delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel.

L'andamento della ENS regolata nel periodo dal 2012 al 2023 (Fig. 2.41), evidenzia che la regolazione premi-penalità dell'Autorità e le azioni di Terna hanno determinato un trend di riduzione, con valori di ENS significativamente migliori rispetto agli obiettivi fissati sulla base di dati storici dell'energia non fornita, significativamente migliore rispetto agli obiettivi fissati sulla base di dati storici: il livello obiettivo per l'anno 2024 è pari a 737 MWh/anno; nel 2016 era pari a 980 MWh/anno nel 2016, con valori poi decrescenti ogni anno. Fino al 2015 i livelli obiettivo ed effettivi comprendevano l'ENS ai clienti finali in alta tensione, mentre dal 2016 tale energia è stata esclusa dal computo dell'indicatore ENSR.

FIG. 2.41 *Energia non fornita regolata soggetta a premi-penalità*

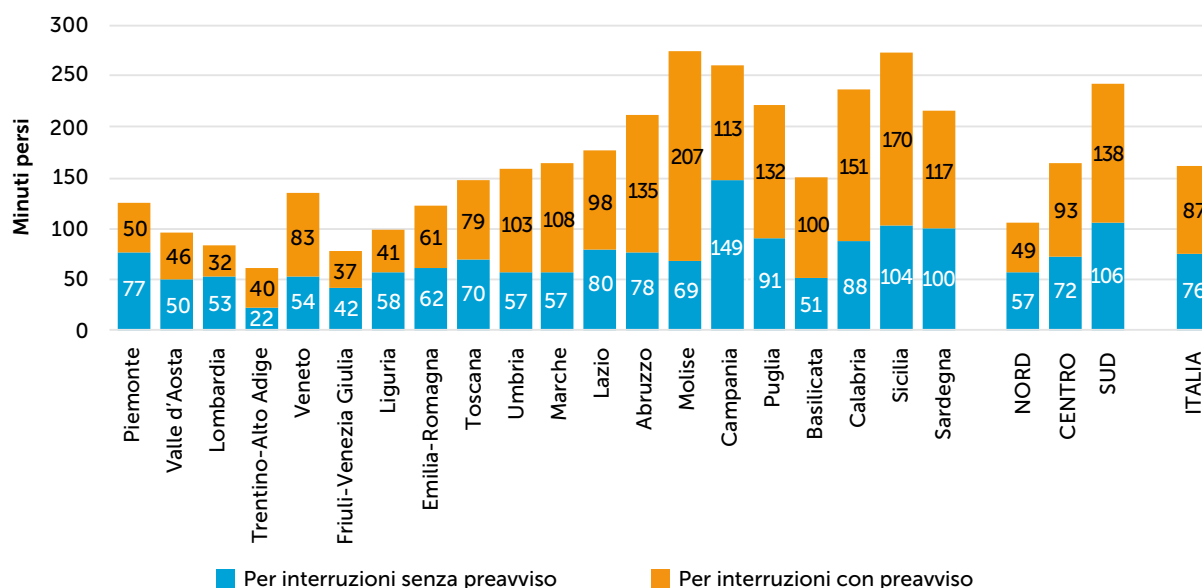


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Durata e numero di interruzioni di energia elettrica

Nel 2024, considerando l'insieme delle interruzioni con e senza preavviso, la durata media per utente in bassa tensione in Italia si attesta a 163 minuti (185 minuti nel 2023): 107 minuti al Nord (115 minuti nel 2023), 165 minuti al Centro (174 minuti nel 2023) e 244 minuti al Sud (291 minuti nel 2023); nella figura 3 è indicata la durata totale media di interruzione (minuti persi), per regione, per l'anno 2024.

FIG. 2.42 Durata delle interruzioni con e senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2024

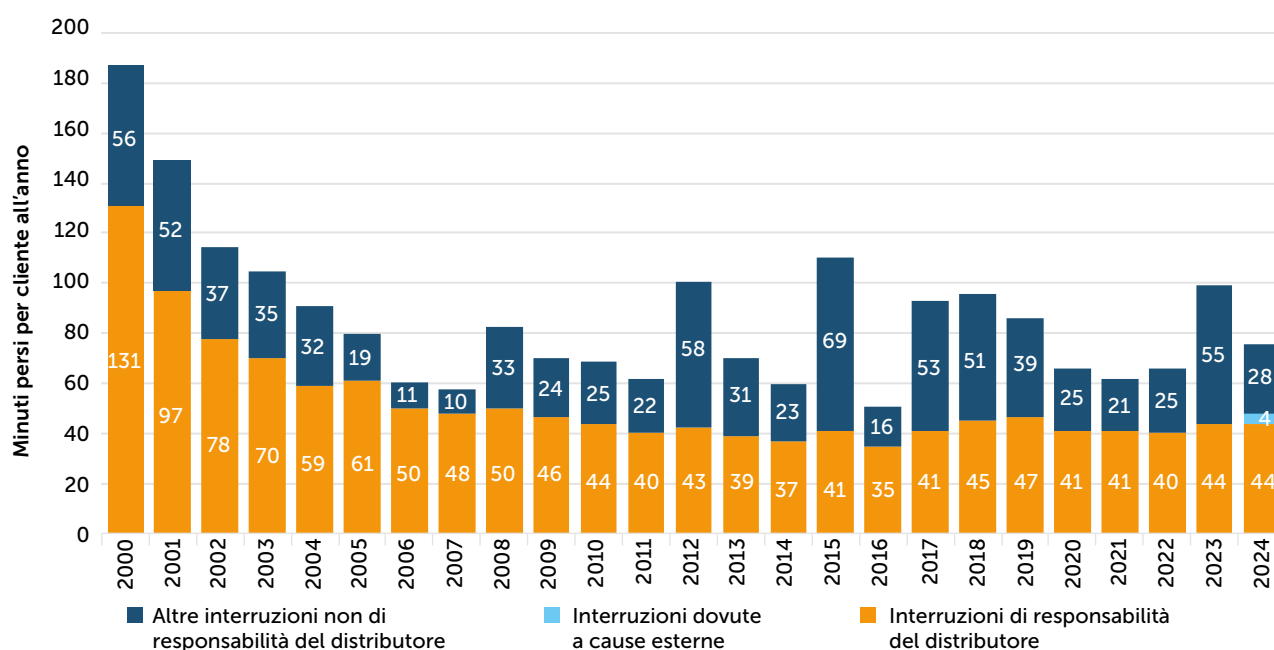
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Nel 2024 si registra un miglioramento rispetto all'anno 2023 per la durata media delle interruzioni senza preavviso (76 minuti) e un lieve peggioramento per il numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione (5,12).

Il miglioramento della *performance* della durata per il 2024 è in parte associato al minor impatto di eventi meteorologici estremi (alluvioni, tempeste di vento e ondate di calore): nell'anno 2024 le regioni maggiormente colpite da tali eventi meteorologici sono state la Campania e, in misura minore, la Sicilia, la Puglia e la Sardegna.

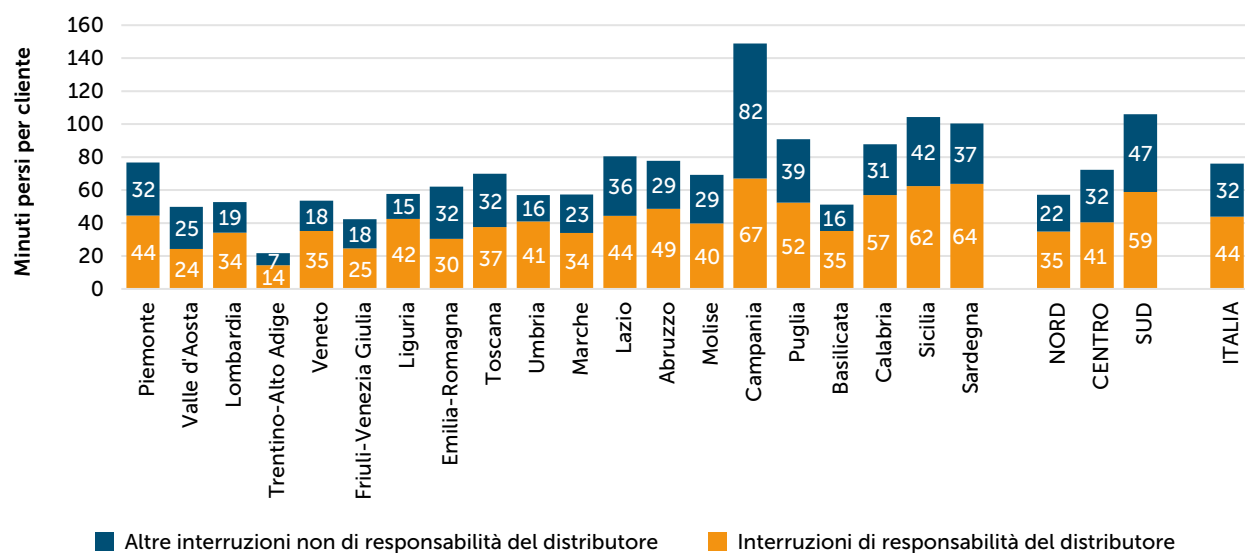
Analizzando in dettaglio le cause di interruzione relative al 2024, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 44 minuti per utente in bassa tensione (Fig. 2.42, Fig. 2.43 e Fig. 2.44), mentre il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (che, insieme, corrispondono alle interruzioni di durata superiore a un secondo) di responsabilità delle imprese distributrici è pari a 3,68 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.46 e Fig. 2.47).

Nel calcolo di tali valori sono dedotte: le interruzioni con origine sulla RTN e sulla rete in alta tensione, le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate e in giorni con fulminazioni eccezionali (identificate in base a due metodi statistici specifici), le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti, nonché le interruzioni dovute a cause esterne a partire dall'anno 2024.

FIG. 2.43 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione^(A)

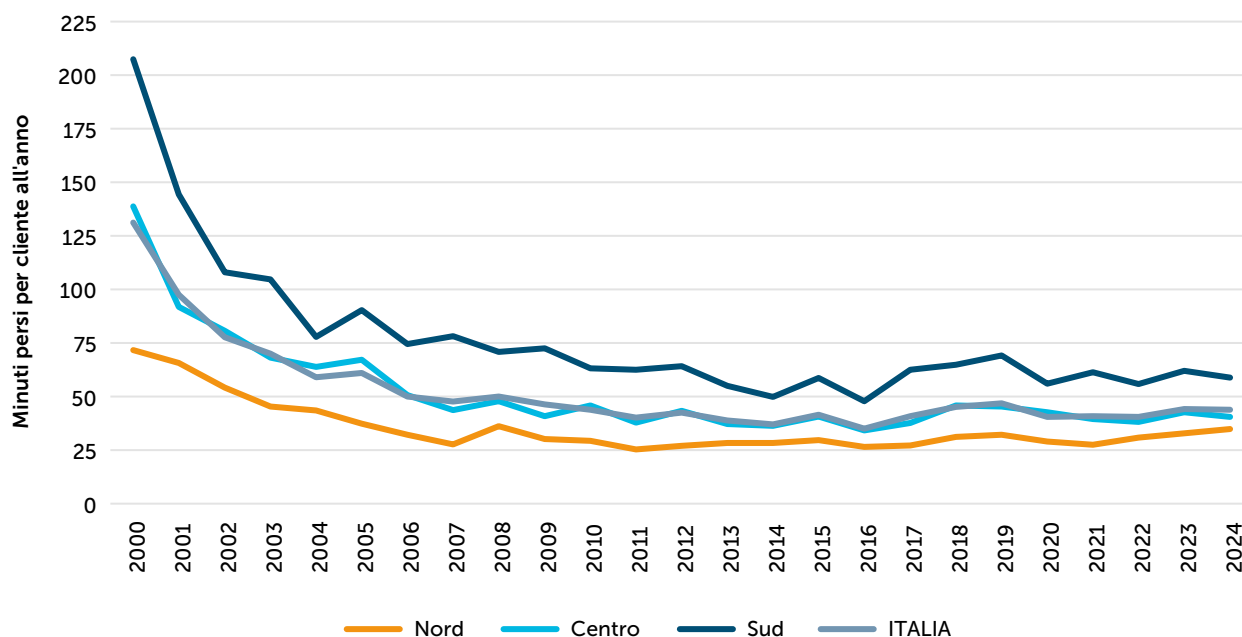
(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sull'RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

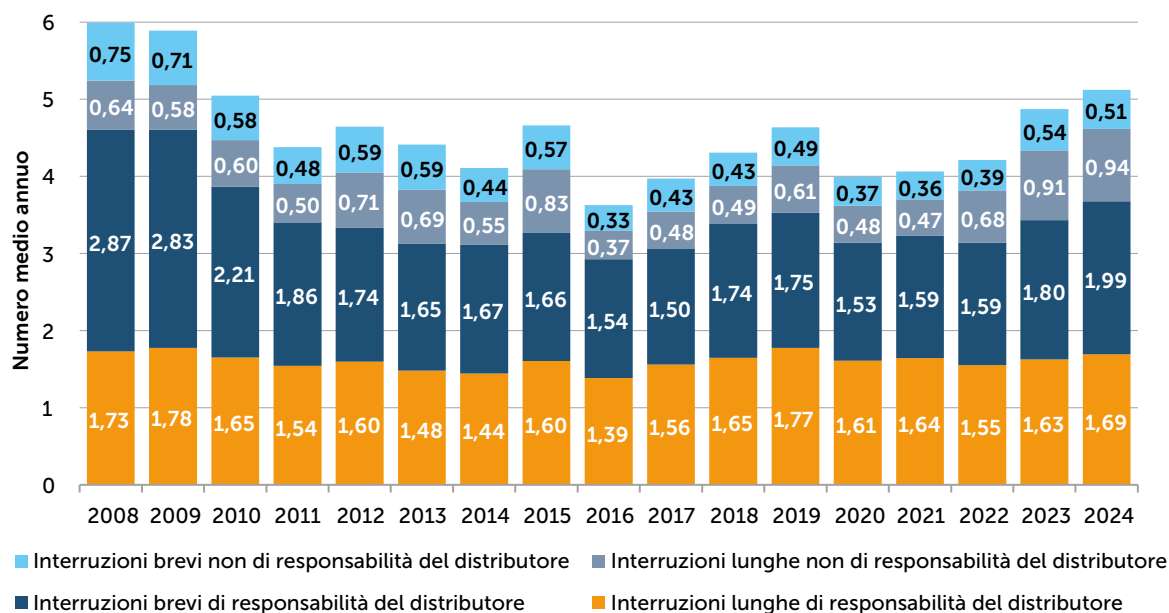
FIG. 2.44 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2024^(A)

(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sull'RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

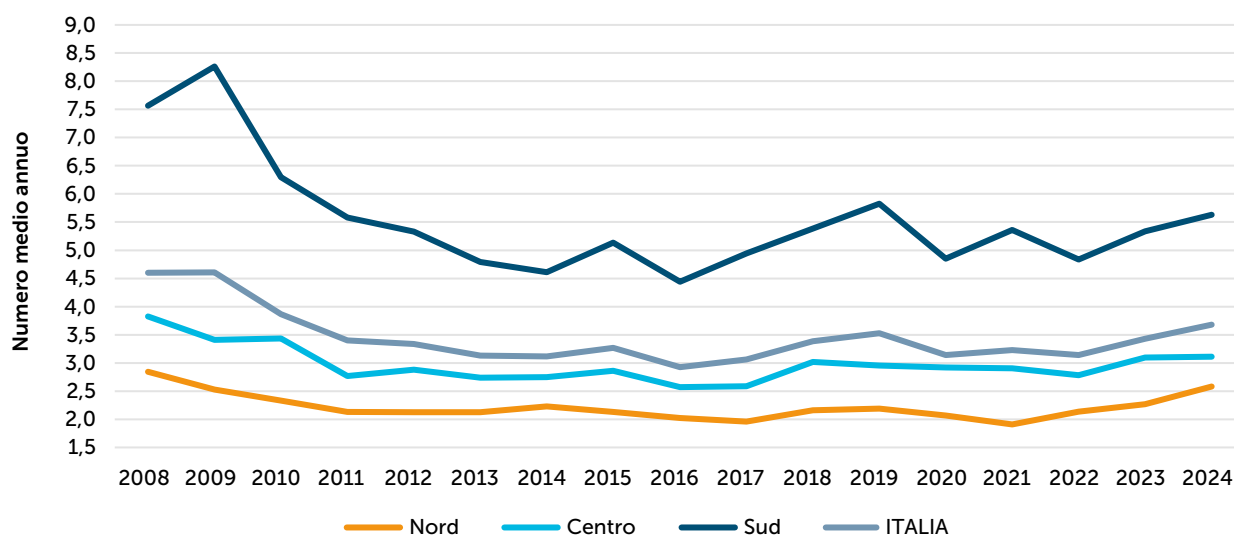
FIG. 2.45 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.46 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione^(A)

(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.47 Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Indennizzi per interruzioni di lunga durata

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate. A partire dall'anno 2024 lo standard sulla durata massima delle interruzioni è stato fissato a 8 ore sia per gli utenti in bassa tensione, sia per gli utenti in media tensione e per le interruzioni con e senza preavviso (indipendentemente, quindi, dalla densità abitativa del comune in cui si trova l'utente, detta anche "grado di concentrazione").

La tavola 2.81 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione con riferimento alle interruzioni occorse nel 2024 per il superamento degli standard: poco più di 42 milioni di euro a circa 710.000 utenti in bassa tensione (in media circa 59 € per utente) e poco più di 3 milioni di euro a circa 2.800 utenti in media tensione (in media circa 1.100 € per utente).

TAV. 2.81 Indennizzi automatici erogati nel 2024 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni (numero di utenti e milioni di euro)

GRADO DI CONCENTRAZIONE	UTENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	UTENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	167.799	8,6	282	0,4
Media	332.821	20,0	1.484	1,9
Bassa	209.448	13,6	1.057	0,8
TOTALE	710.068	42,2	2.823	3,2

Fonte: ARERA.

Per il 2024, circa 27 milioni di euro di indennizzi – rispetto ai 45 milioni di euro totali – sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso la CSEA, in quanto dovuti a interruzioni non di responsabilità delle imprese. Poco più di 18 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici o di Terna per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Lo scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è tutelare i clienti attraverso standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposte a reclami per l'attività di distribuzione e misura ecc.). Gli standard di qualità commerciale, applicabili a tutti i distributori, esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni.

Le imprese distributrici comunicano annualmente all'Autorità i tempi medi effettivi delle prestazioni, i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero e l'ammontare degli indennizzi automatici pagati agli utenti nel corso dell'anno (anche a seguito di prestazioni eseguite nell'anno precedente).

TAV. 2.82 *Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori*

ANNO	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE (MILIONI)	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	INDENNIZZI EFFETTIVAMENTE EROGATI NELL'ANNO	AMMONTARE EFFETTIVAMENTE EROGATO NELL'ANNO (M€)
2016	4,7	27.905	18.986	1,7
2017	4,7	29.791	35.885	3,8
2018	4,6	32.389	31.690	2,8
2019	4,7	54.113	50.218	4,3
2020	3,9	31.389	36.270	4,4
2021	4,3	37.524	42.428	3,8
2022	4,2	62.520	67.515	6,6
2023	4,1	53.322	60.669	6,0
2024	4,3	52.204	61.180	6,6

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Nel 2024 sono state richieste poco più di 4,3 milioni di prestazioni da clienti finali e produttori: un numero in linea rispetto agli anni precedenti in cui sono state richieste poco più di 4,1 milioni di prestazioni nel 2023, circa 4,3 milioni di prestazioni per ogni anno del biennio 2021-2022, circa 3,9 milioni di prestazioni nel 2020 e circa 4,6 milioni di prestazioni all'anno nel periodo 2016-2019.

Il numero di casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero di indennizzi corrisposti nell'anno 2024, come per il biennio 2022-2023, sono in deciso aumento rispetto ai casi registrati nel periodo 2016-2021: tale tendenza potrebbe essere associata all'aumento delle richieste di connessione ricevute da parte dei produttori (Tav. 2.82).

TAV. 2.83 *Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 4.119.408 prestazioni*

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni ordinarie	15 giorni lavorativi	173.583	10,50	3,70%	7.635
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	148.919	7,07	3,86%	7.115
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	63.867	37,60	9,93%	6.883
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.492.688	0,81	0,32%	5.961
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	802.665	0,82	0,32%	3.102
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.058.918	0,06	0,28%	3.248
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	284.779	0,06	1,99%	6.099
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	64.487	2,09	8,96%	5.545
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	14.698	9,38	3,27%	621
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	7.658	4,94	1,51%	169
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	5.739	15,11	7,10%	547
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1.407	104,42	34,42%	675

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (tavole dalla 2.83 alla 2.89) si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2024 è inferiore al 3% nei seguenti casi:

- per i clienti in bassa tensione: attivazione della fornitura, disattivazione della fornitura, riattivazione per morosità, fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente e sostituzione del gruppo di misura guasto;
- per i clienti in media tensione: fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente;
- per i produttori in bassa tensione: sostituzione del gruppo di misura guasto.

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono superiori al 3%.

TAV. 2.84 Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 221.379 prestazioni

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per nuove connessioni permanenti ordinarie	15 giorni lavorativi	98.560	10,80	3,88%	4.522
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	82.766	7,02	3,63%	3.890
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	40.053	39,52	11,12%	4.756

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.85 Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 riferiti alle connessioni temporanee per gli utenti non domestici BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 123.841 prestazioni

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni temporanee	10 giorni lavorativi	34.259	6,06	2,30%	869
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 40 kW e distanza massima di 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	5 giorni lavorativi	86.584	2,75	1,28%	1.441
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione oltre i 40 kW e/o distanza massima superiore a 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	10 giorni lavorativi	2.998	6,03	5,34%	181

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.86 Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 per gli utenti MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 24.203 prestazioni

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	30 giorni lavorativi	14.921	22,46	4,46%	669
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	20 giorni lavorativi	288	17,23	15,19%	41
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.663	29,67	8,67%	186
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.606	4,19	6,32%	141

(segue)

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.442	5,96	4,52%	98
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	618	0,75	6,32%	81
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	3.344	0,07	1,75%	57
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	220	12,09	4,09%	11
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	46	8,07	15,22%	9
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	55	18,58	18,18%	14
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.87 *Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 8.549 prestazioni*

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT per nuove connessioni permanenti ordinarie	30 giorni lavorativi	7.640	22,41	4,01%	327
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	45	21,24	35,71%	14
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	864	30,00	8,56%	95

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.88 *Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 7.042 prestazioni*

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	1.749	9,88	4,46%	111
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	674	4,98	0,89%	21
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	2.629	13,22	5,71%	142
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1.990	82,12	33,22%	988

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.89 Standard specifici di qualità commerciale nel 2024 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 231 prestazioni

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	170	12,02	7,65%	23
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	58	7,57	13,79%	6
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	3	18,67	33,33%	1
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0

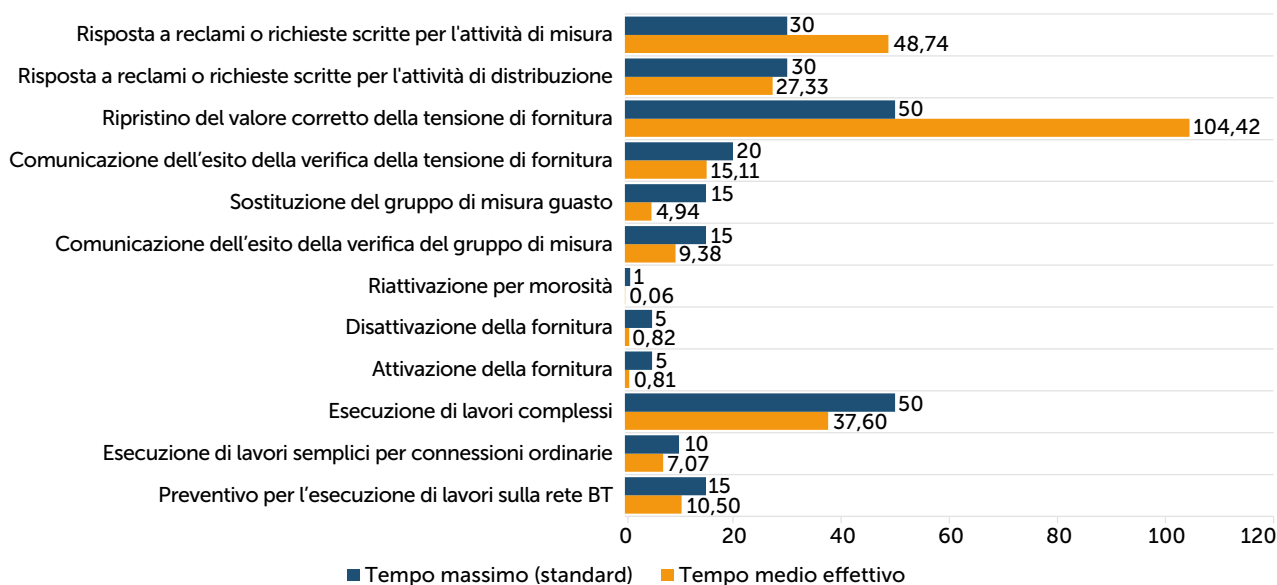
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Per le risposte motivate a reclami scritti e le richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono stati fissati standard generali di qualità che permettono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2024 per categoria di utenza (figure dalla 2.48 alla 2.54), si può osservare che il tempo medio effettivo è inferiore al tempo massimo fissato dall'Autorità per ogni tipologia di prestazione e utenza, con l'esclusione dei seguenti casi:

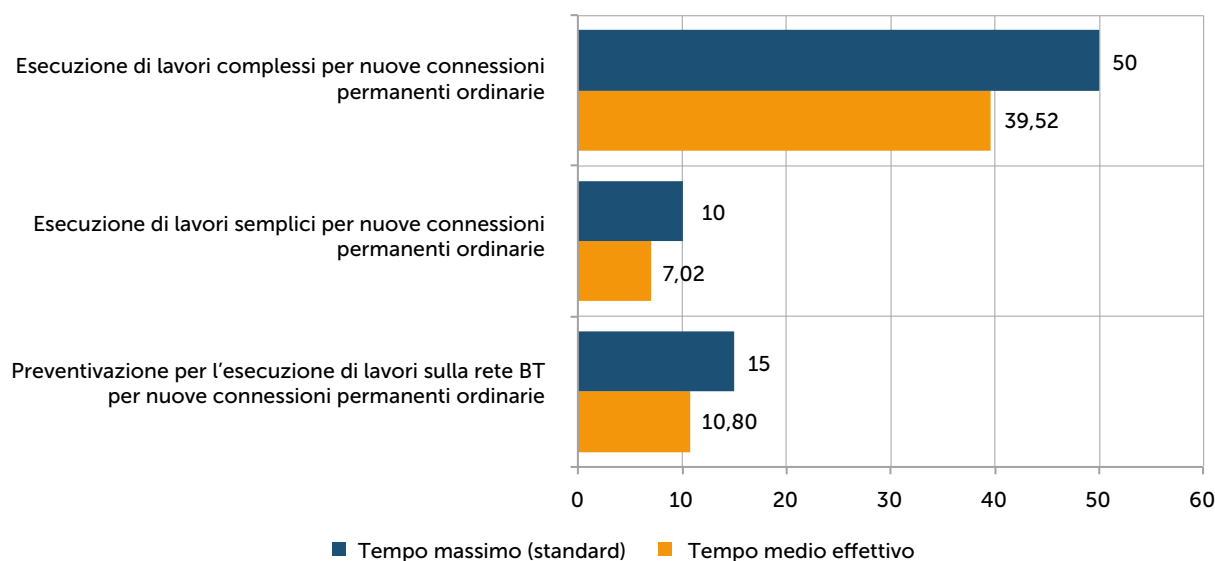
- per gli utenti in bassa tensione: ripristino del valore corretto della tensione di fornitura e risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di misura;
- per gli utenti in media tensione: risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di misura;
- per i produttori in bassa tensione: ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

FIG. 2.48 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2024 per gli utenti domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



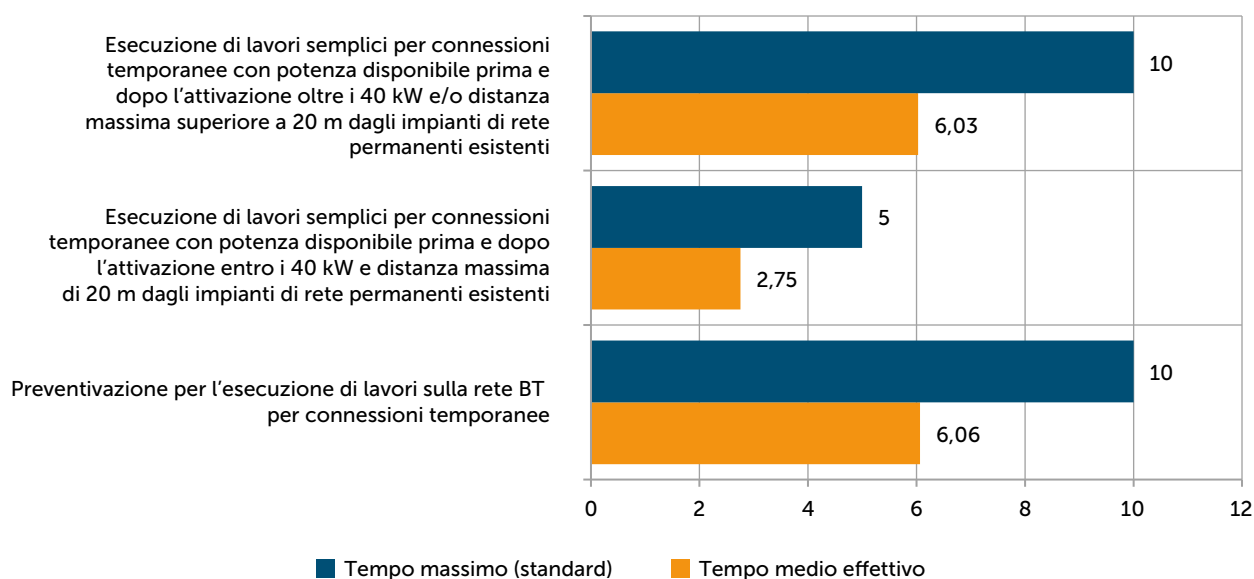
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.49 Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2024 per gli utenti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



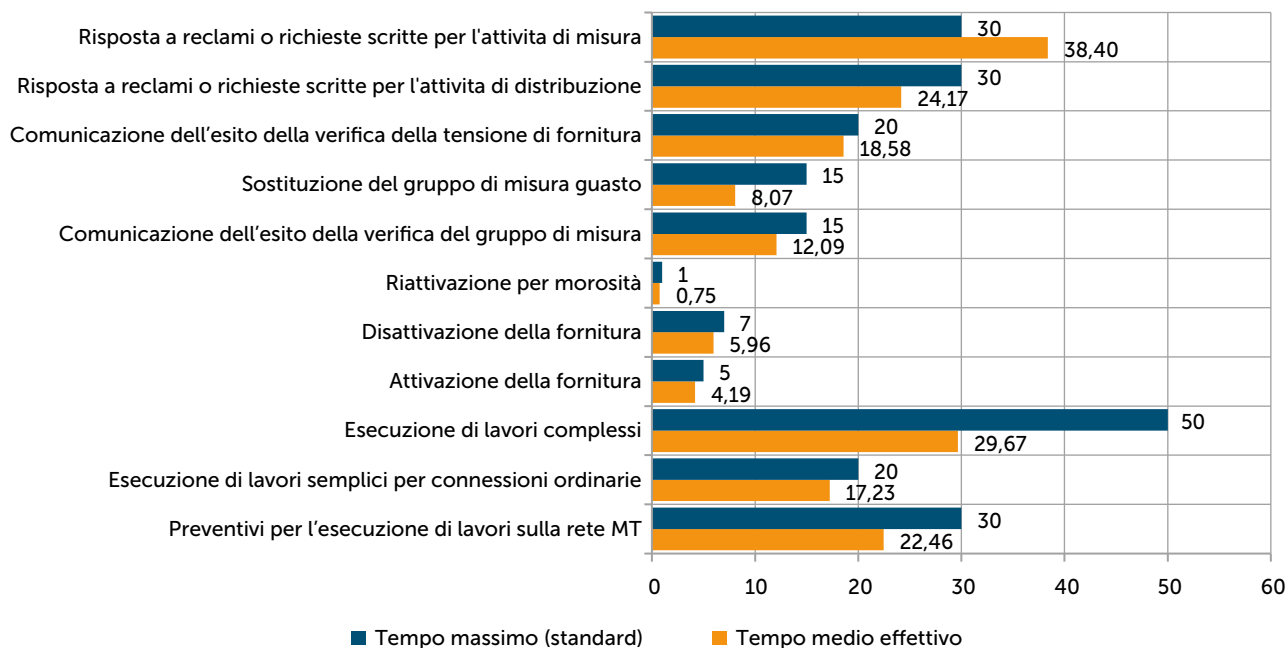
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.50 Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2024 per gli utenti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



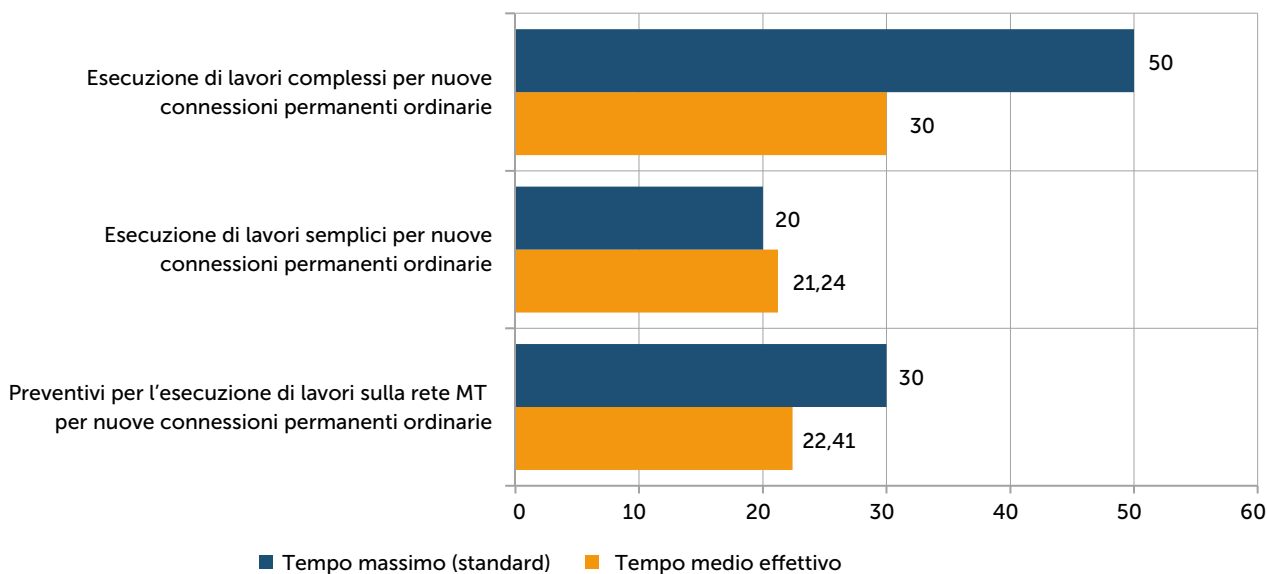
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.51 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2024 per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



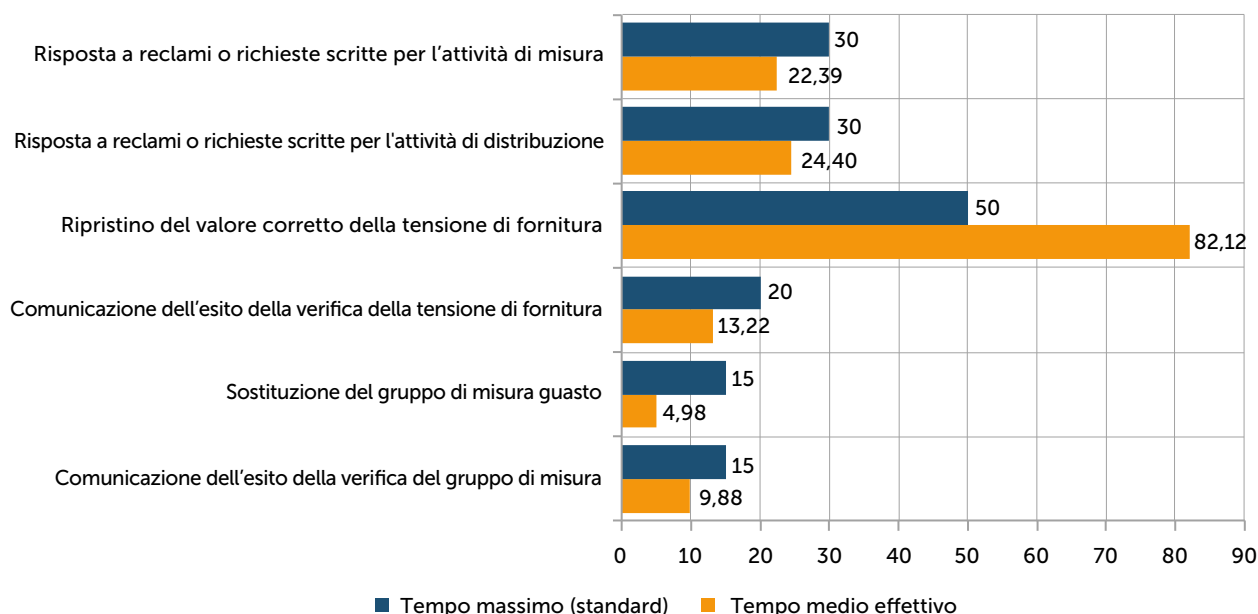
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.52 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2024 per nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



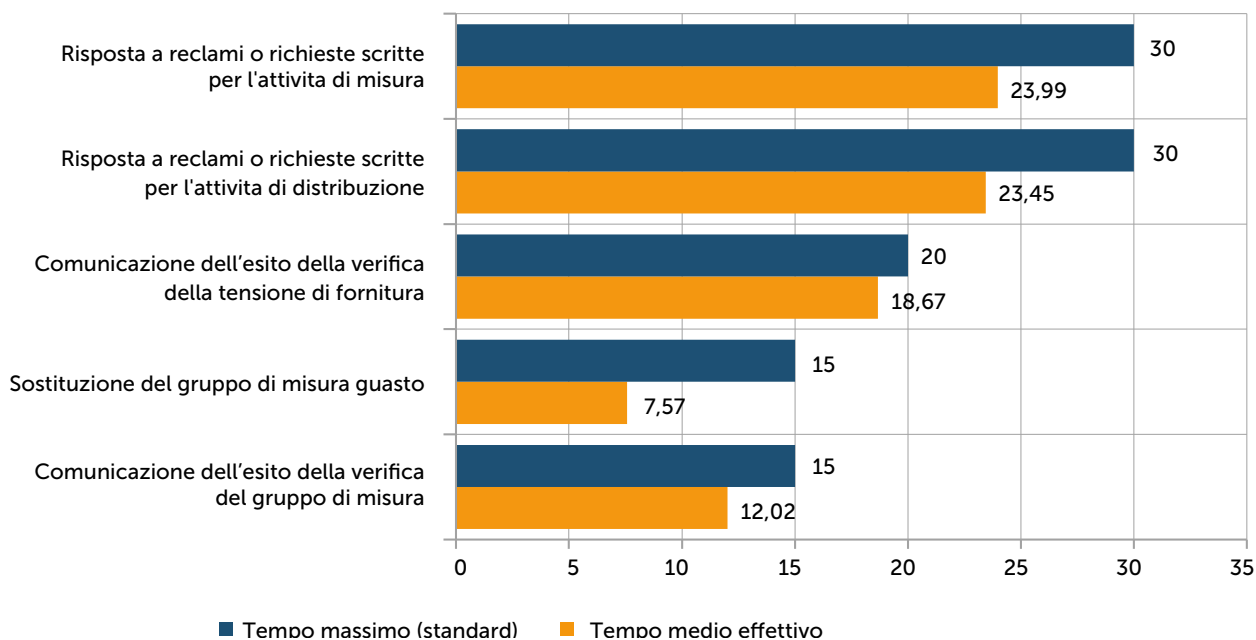
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.53 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2024 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.54 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2024 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica

Standard e indennizzi relativi alle risposte a reclami scritti, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione e richieste scritte di informazione

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)⁶³ disciplina obblighi minimi e indicatori di qualità commerciale a tutela dei clienti finali⁶⁴ che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas sono tenute a rispettare. Gli indicatori sono di due tipologie: generali e specifici.

I reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono sottoposti a standard minimi specifici sul tempo di effettuazione delle prestazioni, mentre le richieste di informazione scritte sono sottoposte a standard generali. Qualora il venditore non rispetti gli standard specifici di qualità commerciale, il cliente riceve automaticamente un indennizzo con la prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (pari a 25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard. L'indennizzo deve comunque essere erogato al cliente entro sei mesi da parte del venditore che ha ricevuto il reclamo scritto o la richiesta di rettifica di fatturazione o di doppia fatturazione. L'indennizzo non è dovuto se nell'anno solare sia già stato pagato un indennizzo al cliente per mancato rispetto del medesimo standard di qualità e nel caso di reclami per i quali non sia possibile identificare il cliente perché il reclamo non contiene le informazioni minime necessarie. Il venditore, inoltre, non è obbligato a corrispondere l'indennizzo automatico quando il mancato rispetto degli standard specifici di qualità è riconducibile a cause di forza maggiore – intese come atti dell'autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità, scioperi indetti senza il preavviso previsto dalla legge, mancato ottenimento di atti autorizzativi – oppure quando è dovuto a cause imputabili al cliente o a terzi, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi.

In relazione al 2024 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 492 imprese, che hanno dichiarato di aver servito, nel complesso, 32,6 milioni di clienti elettrici. Nella lettura dei dati di seguito presentati occorre tenere presente che a partire dal 1° luglio 2024 il servizio di maggior tutela è riservato ai clienti domestici vulnerabili, mentre i clienti domestici elettrici non vulnerabili che a quella data erano serviti in maggior tutela sono passati automaticamente al servizio a tutele gradual.

⁶³ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

⁶⁴ Sono esclusi i clienti del servizio a tutele gradual per piccole imprese, del servizio di salvaguardia, del servizio di ultima istanza e del servizio di default. Con la delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel, l'Autorità ha previsto l'introduzione della tipologia di fornitura dei clienti finali del servizio a tutele gradual per i clienti domestici non vulnerabili, e ha modificato la definizione della tipologia dei clienti finali del mercato libero (per escluderne i clienti domestici non vulnerabili del servizio a tutele gradual). La delibera 19 dicembre 2023, 600/2023/R/eel, in coerenza con la posticipazione al 1° luglio 2024 della data di attivazione del servizio a tutele gradual per i clienti domestici non vulnerabili, ha differito alla medesima data anche la decorrenza dell'applicazione del TIQV in relazione ai clienti del servizio stesso.

TAV. 2.90 Prestazioni del servizio di vendita nel settore elettrico e tempi medi effettivi nel 2023 (in giorni solari e valori percentuali)

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	15,29
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	33,11
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	34,64
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	6,16

(A) 90 giorni in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

I tempi medi effettivi di esecuzione per le risposte ai reclami, alle rettifiche di fatturazione e alle richieste di informazioni dichiarati dai venditori per il 2024 risultano inferiori agli standard specifici fissati dal TIQV, mentre i tempi effettivi per le rettifiche di doppia fatturazione risultano superiori allo standard fissato (Tav. 2.90).

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto 298.690 reclami scritti, in diminuzione rispetto all'anno precedente (-8,3%); il 58,03% dei reclami è stato inoltrato da clienti domestici del mercato libero, il 18,63% da clienti non domestici del mercato libero, il 9,47% dai clienti domestici in maggior tutela, il 6,43% da clienti multisito, il 4,43% dai clienti non domestici in tutele graduali per le microimprese, il 2,05% dai clienti domestici in tutele graduali, lo 0,96% dai clienti in media tensione (Tav. 2.91).

TAV. 2.91 Numero di reclami nel settore elettrico per tipologia di cliente

TIPO DI CLIENTE	2023	2024	VARIAZIONE
Domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	49.730	28.285	-43,1%
Domestici in bassa tensione nel servizio a tutele graduali	-	6.117	-
Domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	177.652	173.316	-2,4%
Non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	7.164	-	-
Non domestici nel servizio a tutele graduali per le microimprese	-	13.246	-
Non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	65.497	55.647	-15,0%
Non domestici in media tensione serviti nel mercato libero	3.747	2.869	-23,4%
Multisito	21.891	19.210	-12,2%
TOTALE	325.681	298.690	-8,3%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.92 Numero di richieste di informazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2023	2024	VARIAZIONE
Domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	33.733	15.837	-53,1%
Domestici in bassa tensione nel servizio a tutele graduali	-	8.645	-
Domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	200.632	162.233	-19,1%

(segue)

TIPO DI CLIENTE	2023	2024	VARIAZIONE
Non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	3.777	-	-
Non domestici nel servizio a tutele graduali per le microimprese	-	12.541	-
Non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	60.643	38.402	-36,7%
Non domestici in media tensione serviti nel mercato libero	2.583	2.003	-22,5%
Multisito	28.061	21.456	-23,5%
TOTALE	329.429	261.117	-20,7%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le richieste di informazione ricevute dalle imprese (Tav. 2.92) sono state complessivamente 261.117, in diminuzione del 20,7% rispetto all'anno precedente. La maggioranza delle richieste (62,13%) proviene da clienti domestici del mercato libero, il 14,71% da clienti non domestici del mercato libero. Una quota pari all'8,22% delle richieste di informazione ha interessato i clienti multisito, il 6,07% il segmento dei clienti domestici in tutela, il 4,8% dai clienti non domestici in tutele graduali per le microimprese, il 3,3% dai clienti domestici in tutele graduali. Lo 0,77% delle richieste di informazione ha interessato i clienti in media tensione.

TAV. 2.93 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2023	2024	VARIAZIONE
Domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	228	64	2,2%
Domestici in bassa tensione nel servizio a tutele graduali	-	12	-
Domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	3.686	4.488	+21,8%
Non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	33	-	-
Non domestici nel servizio a tutele graduali per le microimprese	-	183	-
Non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	1.868	1.159	-38,0%
Non domestici in media tensione serviti nel mercato libero	126	82	-34,9%
Multisito	665	578	-13,1%
TOTALE	6.606	6.566	-0,6%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione (Tav. 2.93) sono risultate complessivamente 6.566, in diminuzione dello 0,6% rispetto all'anno precedente. Le rettifiche, che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate ma che vengono contestate, hanno riguardato prevalentemente il segmento dei clienti domestici elettrici nel mercato libero (68,35%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (17,65%). Una quota pari all'8,8% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito, mentre il 2,79% delle rettifiche di fatturazione è stata effettuata dai clienti non domestici in tutele graduali (microimprese), l'1,25% delle rettifiche ha interessato i clienti in media tensione, lo 0,98% il segmento dei clienti domestici in tutela, lo 0,18% dai clienti domestici in tutele graduali.

Nel 2024 le rettifiche di doppia fatturazione determinate da errori nelle procedure di *switching* (per lo stesso periodo, il cliente finale riceve una fattura sia dal venditore uscente che dal venditore entrante) sono risultate 565, in diminuzione del 57,2% rispetto all'anno precedente e comunque contenute se rapportate ai milioni di *switching* annui. Le rettifiche hanno interessato prevalentemente il segmento dei clienti domestici elettrici nel

mercato libero (60,53%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (22,12%). Una quota pari al 9,2% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito, mentre il 5,84% delle rettifiche proviene dai clienti non domestici in tutele graduali per le microimprese, l'1,42% dai clienti domestici in tutele graduali e lo 0,53% delle rettifiche ha interessato i clienti in media tensione. Infine, lo 0,36% delle rettifiche è stato inerente al segmento dei clienti domestici in tutela (Tav. 2.94).

TAV. 2.94 *Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico*

TIPO DI CLIENTE	2023	2024	VARIAZIONE
Domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	775	2	-99,7%
Domestici in bassa tensione nel servizio a tutele graduali	-	8	-
Domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	400	342	-14,5%
Non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	1	-	-
Non domestici nel servizio a tutele graduali per le microimprese	-	33	-
Non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	97	125	+28,9%
Non domestici in media tensione serviti nel mercato libero	2	3	+50,0%
Multisito	45	52	+15,6%
TOTALE	1.320	565	-57,2%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

I dati comunicati dagli operatori mettono in evidenza che, complessivamente, nel 98,1% dei casi il mancato rispetto degli standard specifici relativamente alle prestazioni in esame sia da attribuire a cause dipendenti dalla responsabilità dell'impresa, mentre nell'1,88% a cause dovute a terzi (cliente, altri soggetti) e nello 0,02% a cause di forza maggiore.

Considerando, invece, il numero di indennizzi automatici erogati per mancato rispetto degli standard specifici da parte dei venditori elettrici (Tav. 2.95), il 95,9% degli indennizzi è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti, il 3,5% ai fuori standard per le rettifiche di fatturazione e lo 0,6% ai fuori standard delle rettifiche di doppia fatturazione. Il 56,14% degli indennizzi è stato percepito dai clienti domestici del mercato libero, il 21,88% dai clienti non domestici del mercato libero, l'8,79% dai clienti domestici del mercato tutelato, l'8,44% dai clienti multisito, il 2,79% dai clienti non domestici in tutele graduali per le microimprese, l'1,38% dai clienti in media tensione, lo 0,58% dai clienti domestici nel servizio a tutele graduali.

TAV. 2.95 *Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2024 suddivisi per tipo di prestazione*

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	2.361	14	2	2.377
Domestici in bassa tensione nel servizio a tutele graduali	158	-	-	158
Domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	14.676	376	123	15.175
Non domestici nel servizio a tutele graduali per le microimprese	658	87	8	753

(segue)

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	5.759	128	30	5.917
Non domestici in media tensione serviti nel mercato libero	365	5	2	372
Multisito	2.145	122	14	2.281
TOTALE	26.122	718	177	27.033

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.96 *Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel biennio 2023-2024*

TIPO DI CLIENTE	2023	2024	VARIAZIONE
Domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	4.763	2.377	-50,1%
Domestici in bassa tensione nel servizio a tutele graduali	-	158	-
Domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	22.271	15.175	-31,9%
Non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	936	-	-
Non domestici nel servizio a tutele graduali per le microimprese	-	-	-
Non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	8.853	5.917	-33,2%
Non domestici in media tensione serviti nel mercato libero	690	372	-50,1%
Multisito	1.985	2.281	14,9%
TOTALE	39.498	27.033	-31,1%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

In termini di importi corrisposti ai clienti, a titolo di indennizzo dovuto per le prestazioni di qualità commerciale che non hanno rispettato gli standard, nel 2024 sono stati erogati in bolletta indennizzi automatici per oltre 1,1 milioni di euro (Tav. 2.97 e Tav. 2.98).

I clienti domestici del mercato libero risultano essere i destinatari del 55,13% del totale degli indennizzi corrisposti, il 22,92% degli indennizzi è stato corrisposto ai clienti non domestici del mercato libero, il 9,19% ai clienti multisito. I clienti domestici in maggior tutela sono stati beneficiari dell'8,05% degli indennizzi, mentre i clienti non domestici nel servizio a tutele graduali per le microimprese e i clienti in media tensione sono stati destinatari, rispettivamente, del 2,79% e dell'1,52% degli indennizzi. Infine, i clienti domestici in bassa tensione nel servizio a tutele graduali sono stati destinatari dello 0,4% degli indennizzi.

TAV. 2.97 *Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2024 suddivisi per tipo di prestazione (in €)*

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	92.670	550	125	93.345
Domestici in bassa tensione nel servizio a tutele graduali	4.600	0	0	4.600

(segue)

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	613.334	19.710	6.170	639.214
Non domestici nel servizio a tutele graduali per le microimprese	28.075	3.900	400	32.375
Non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	258.805	5.780	1.150	265.735
Non domestici in media tensione serviti nel mercato libero	17.325	200	100	17.625
Multisito	100.305	5.530	750	106.585
TOTALE	1.115.114	35.670	8.695	1.159.479

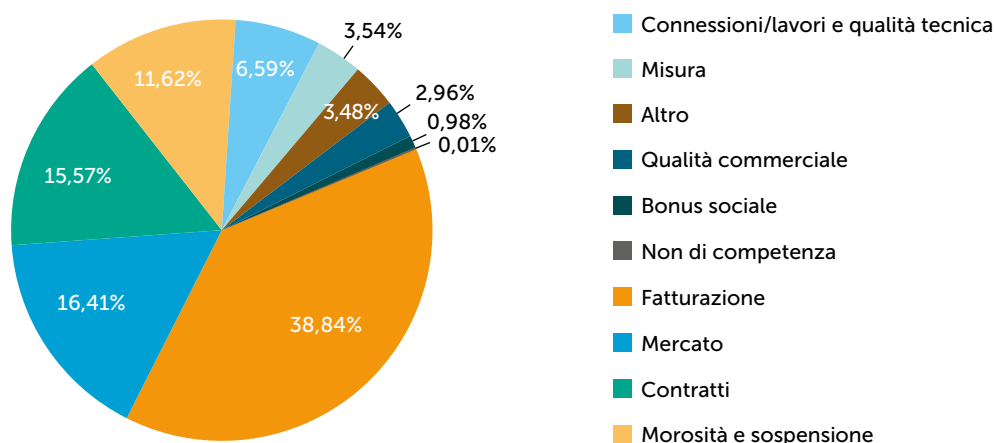
Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.98 Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel biennio 2023-2024 (in €)

TIPO DI CLIENTE	2023	2024	VARIAZIONE
Domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	187.520	93.345	-50,2%
Domestici in bassa tensione nel servizio a tutele graduali	-	4.600	-
Domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	989.463	639.214	-35,4%
Non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	39.525	-	-
Non domestici nel servizio a tutele graduali per le microimprese	-	32.375	-
Non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	386.307	265.735	-31,2%
Non domestici in media tensione serviti nel mercato libero	30.075	17.625	-50,2%
Multisito	90.156	106.585	18,2%
TOTALE	1.723.047	1.159.479	-32,7%

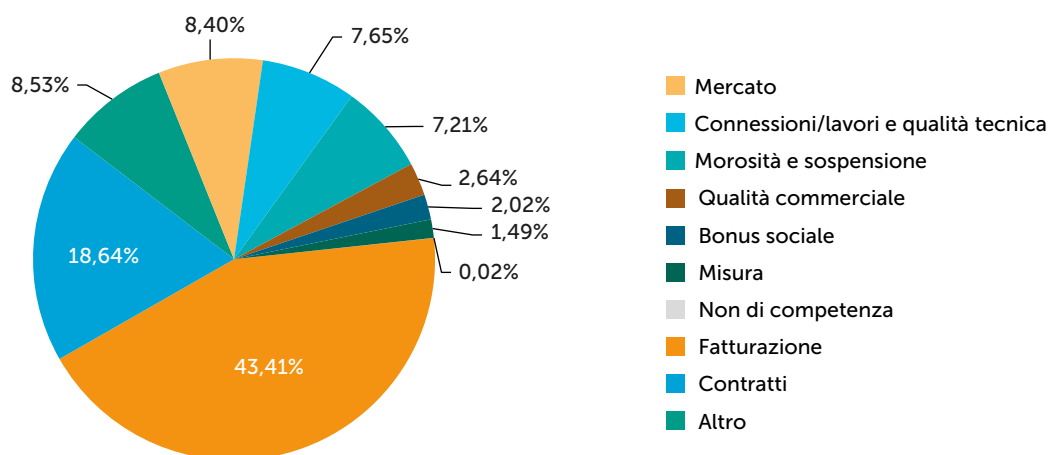
Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto concerne, invece, gli argomenti dei reclami di diretta responsabilità dei venditori che i clienti hanno inoltrato alle aziende (Fig. 2.55), nel 38,84% dei casi, tali reclami hanno riguardato la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, incluso l'invio della fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi (erano il 37,76% nel 2023); per il 16,41%, i reclami hanno riguardato argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello switching e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste dal contratto e applicate (erano il 14,95%, nel 2023); nel 15,57% dei casi, hanno riguardato le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro, perfezionamento e costi relativi (erano il 16,46% nel 2023). Questi temi totalizzano il 70,8% dei reclami complessivamente ricevuti dai venditori elettrici. L'11,62% dei reclami ha avuto come oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione della fornitura (erano il 9,52% nel 2023), il 6,59% le connessioni, i lavori e la qualità tecnica (erano il 7,87% nel 2023); il 3,54% dei reclami ha riguardato la misura (erano il 5,68% nel 2023), il 2,96% la qualità commerciale (erano il 2,61% nel 2022), lo 0,98% il bonus sociale (erano l'1,53% nel 2023), il 3,48% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti (erano il 3,61% nel 2023). Lo 0,01% dei reclami ha riguardato richieste non rientranti negli argomenti di competenza dei venditori (era lo 0,01% nel 2023).

FIG. 2.55 *Principali argomenti oggetto di reclami inoltrati ai venditori elettrici nel 2024*

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Infine, per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende (Fig. 2.56), nel 43,41% dei casi le richieste hanno riguardato la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi (erano il 41,92% nel 2023); nel 18,64% le richieste erano inerenti alle vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro, perfezionamento e costi relativi (erano il 17,1% nel 2023); nell'8,53% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti (erano l'12,74% nel 2023); nell'8,4% dei casi le richieste hanno riguardato argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello switching e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate (erano l'8,77% nel 2023). Nel 7,65% dei casi le richieste hanno avuto come oggetto problematiche relative a connessioni, lavori e qualità tecnica (erano il 6,3% nel 2023), nel 7,21% le richieste di informazioni hanno riguardato la morosità e la sospensione (erano il 5,02% nel 2023), nel 2,64% dei casi la qualità commerciale (erano il 2,09% nel 2023), nell'1,49% la misura (erano l'1,2% nel 2023); nel 2,02% il bonus sociale (erano il 4,4% nel 2023). Lo 0,02% delle richieste di informazioni ha riguardato argomenti non di competenza dei venditori (erano lo 0,46% nel 2023).

FIG. 2.56 *Principali argomenti oggetto di richieste di informazione inoltrate ai venditori elettrici nel 2024*

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita dell'energia elettrica e del gas naturale

La regolazione della qualità commerciale dei servizi telefonici, analoga per il settore elettrico e per il settore gas, ha lo scopo di tutelare i clienti tramite la fissazione di indicatori e standard generali obbligatori, che tutti i venditori devono rispettare, per garantire l'accessibilità al servizio telefonico, ridurre il fenomeno delle linee occupate e limitare attese troppo elevate per parlare con un operatore, assicurando un determinato livello di servizio (percentuale di chiamate che chiedono di parlare con un operatore andate a buon fine). La regolazione lascia libere le aziende, che operano in regime di concorrenza, di configurare i servizi di *customer care* in coerenza con le proprie strategie commerciali, anche attraverso l'uso di innovazioni e tecnologie avanzate per migliorare l'efficienza, la personalizzazione e la qualità del supporto offerto ai clienti.

Gli obblighi minimi che sono stati fissati dall'Autorità e che le aziende devono garantire per il servizio telefonico commerciale sono:

- l'orario di disponibilità del servizio con un operatore per almeno 35 ore alla settimana;
- la disponibilità di almeno un "numero verde"⁶⁵ da rete fissa per operatore;
- la semplicità del risponditore automatico nell'albero fonico, tale da permettere di parlare con un operatore dopo non più di due scelte (tre se sono presenti più servizi);
- la pubblicazione su internet e sulle fatture del numero telefonico del *call center*, degli orari e del tipo di chiamate abilitate.

La tavola 2.99 riporta gli indicatori e gli standard di qualità attualmente in vigore che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

TAV. 2.99 Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del <i>call center</i> con presenza di operatori.	$AS \geq 95\%$
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	$TMA \leq 180$ secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate che arrivano ai <i>call center</i> chiedendo di parlare con un operatore.	$LS \geq 85\%$

Fonte: ARERA.

Accanto agli obblighi in vigore per tutte le aziende, il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici risulta più incisivo per le aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti) che, oltre a dover documentare il rispetto degli obblighi di servizio e degli standard generali, sono coinvolte ogni anno in un'indagine di soddisfazione di *call back* rivolta ai clienti che hanno effettivamente fruito del servizio telefonico (per maggiori dettagli sull'indagine di

⁶⁵ Il numero verde è un servizio telefonico che permette al cliente di effettuare chiamate addebitandone il costo interamente all'azienda che lo mette a disposizione.

qualità dei *call center* si veda il paragrafo “*Indagini sul livello di soddisfazione dei clienti finali*” nel Volume 2 della presente *Relazione Annuale*).

Per i venditori con meno di 10.000 clienti e con almeno l'85% dei clienti serviti in tre comuni limitrofi è prevista, invece, una disciplina semplificata⁶⁶, considerato che in questi casi, di norma, il cliente entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio o comunque il numero di clienti serviti contenuto consente un contatto più immediato con il venditore.

Le aziende di maggiori dimensioni sono anche tenute a comunicare i dati di qualità dei servizi telefonici. Nel 2024 le aziende con l'obbligo di comunicazione hanno dichiarato, nel complesso, di servire poco più di 49,2 milioni di clienti, di cui più di 32,1 milioni per il settore elettrico (90,2% sul mercato libero) e 18,9 milioni per il gas (87% sul mercato libero).

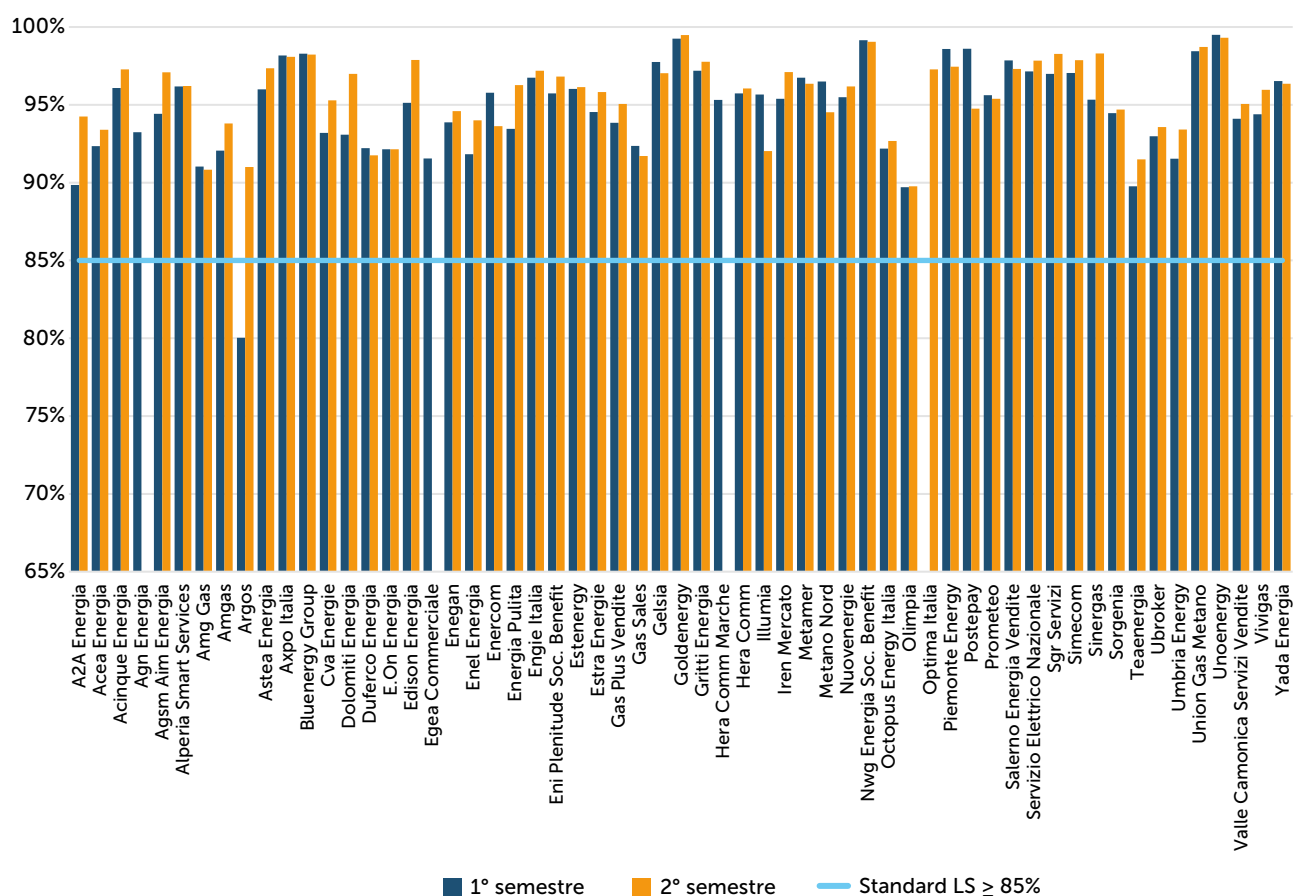
Il numero complessivo di chiamate telefoniche ricevute dalle imprese di maggiori dimensioni (riferito sia ai clienti elettrici sia ai clienti gas, essendo la regolazione comune ai due settori) ha superato i 48,7 milioni. Il rapporto medio tra numero di chiamate ricevute e numero di clienti a livello di sistema risulta leggermente diminuito rispetto all'anno precedente (0,95 chiamate per cliente contro lo 0,97 dello scorso anno). È importante precisare che il dato relativo alle chiamate per cliente, ottenuto dividendo il numero totale di chiamate ricevute dai *call center* per il numero complessivo di clienti, rappresenta solo un valore indicativo. Questo perché i servizi di *customer care* sono gestiti dai *call center* che svolgono un'ampia gamma di attività, come la gestione di richieste di informazioni, il supporto per la risoluzione di problemi e l'assistenza legata anche ai servizi aggiuntivi oltre alla fornitura di energia elettrica e gas (o ad altri servizi considerati in questa sede, nel caso delle aziende *multiutility*).

Il ricorso al servizio telefonico da parte dei clienti, contrattualizzati o da contrattualizzare, avviene infatti per molteplici motivi e per informazioni inerenti al contratto di fornitura in essere o da attivare; inoltre, i fornitori mettono a disposizione anche canali alternativi per la gestione del contratto e per avere informazioni specifiche (area riservata con password sul web, applicazioni per smartphone, *chatbot* ecc.).

Dei 166 numeri telefonici commerciali messi a disposizione dei clienti nel secondo semestre 2024, la maggioranza (61,45%) risulta operativa dal lunedì al sabato (erano 61,44% nel 2023); in particolare, 102 numeri sono risultati operativi dal lunedì al sabato, 53 numeri sono risultati operativi dal lunedì al venerdì, e 11 dal lunedì alla domenica. I numeri verdi risultano essere la maggioranza (79%) e sono offerti dagli operatori congiuntamente ad altri numeri di telefono, ma sempre garantendo almeno un numero verde per le chiamate da rete fissa.

Per quanto riguarda i livelli di servizio (ovvero le chiamate effettuate per parlare con un operatore andate a buon fine), la quasi totalità delle imprese si è attestata su livelli di servizio superiori allo standard generale minimo (85%) in entrambi i semestri (Fig. 2.57), tenuto conto che, nel corso dell'anno, i clienti hanno effettuato numerose chiamate anche in relazione al termine del servizio di maggior tutela per i clienti domestici non vulnerabili e al passaggio automatico al servizio a tutele gradualmente al fornitore selezionato tramite asta.

⁶⁶ Ai sensi dell'art. 2, comma 2.4, del TIQV.

FIG. 2.57 Livello di servizio dei call center dei venditori di energia elettrica e gas nel 2024^(A)

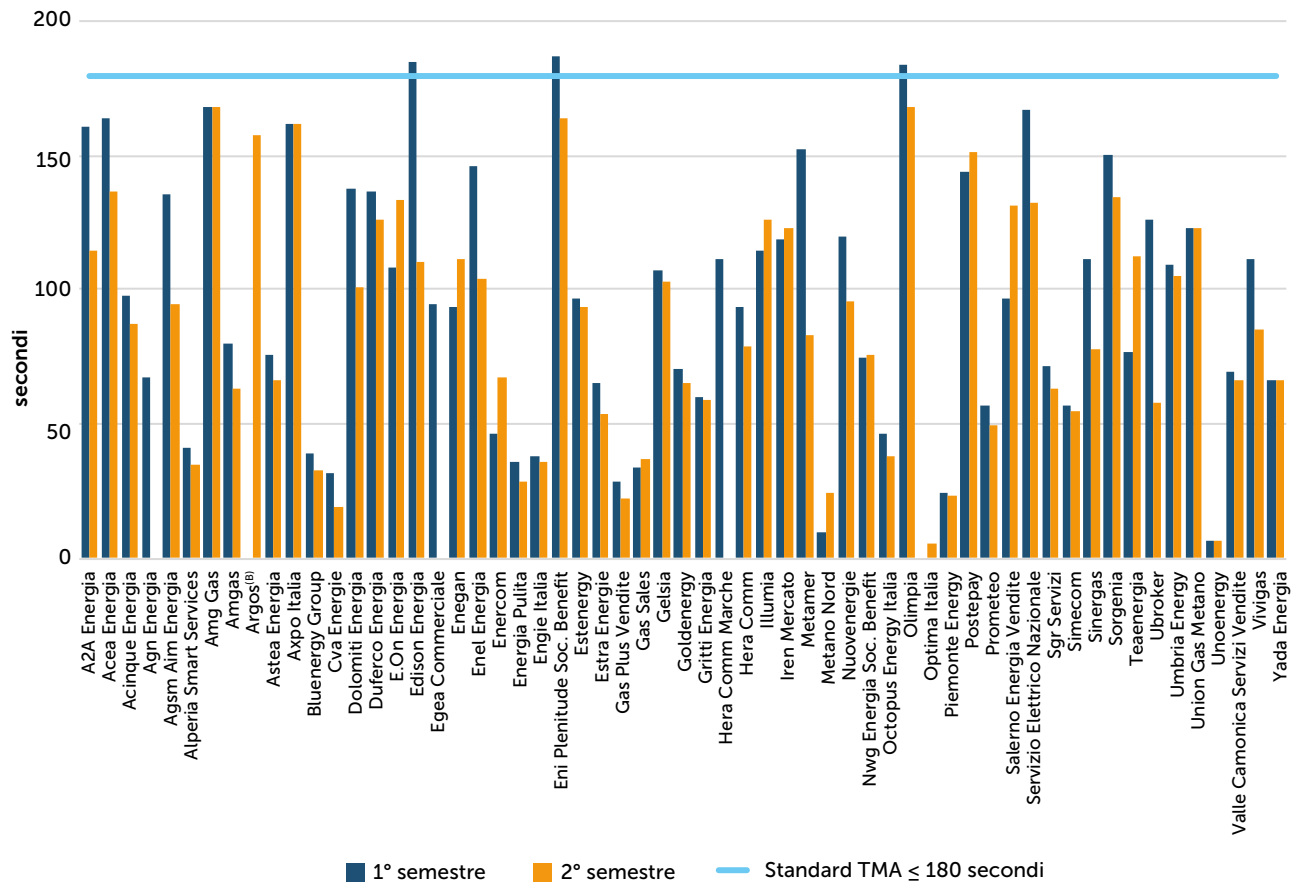
(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto riguarda i tempi medi di attesa, la maggioranza dei clienti è riuscita a parlare con un operatore senza dover richiamare e con tempi medi di attesa inferiori ai 180 secondi fissati dallo standard generale (Fig. 2.58), confermando che i *call center* degli operatori di maggiori dimensioni hanno assicurato una buona assistenza al cliente. L'elevato livello di servizio garantito dagli operatori è stato avvalorato anche dai risultati dell'indagine di soddisfazione effettuata presso i clienti che hanno usufruito del servizio nel corso del 2024⁶⁷.

67 Per i risultati e le caratteristiche dell'indagine sulla qualità dei servizi telefonici svolta nel 2024 si veda il paragrafo "Indagini sul livello di soddisfazione dei clienti finali" del Volume 2 della presente *Relazione Annuale*.

FIG. 2.58 Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas nel 2024^(A)



(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.
(B) Argos ha dichiarato per il primo semestre 432 secondi per il tempo di attesa, ma sono compresi anche servizi di connettività che non rientrano nell'ambito della regolazione del TIQV. Conseguentemente il dato relativo al tempo medio del primo semestre relativo a tale operatore è stato escluso dal grafico.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.



CAPITOLO

3

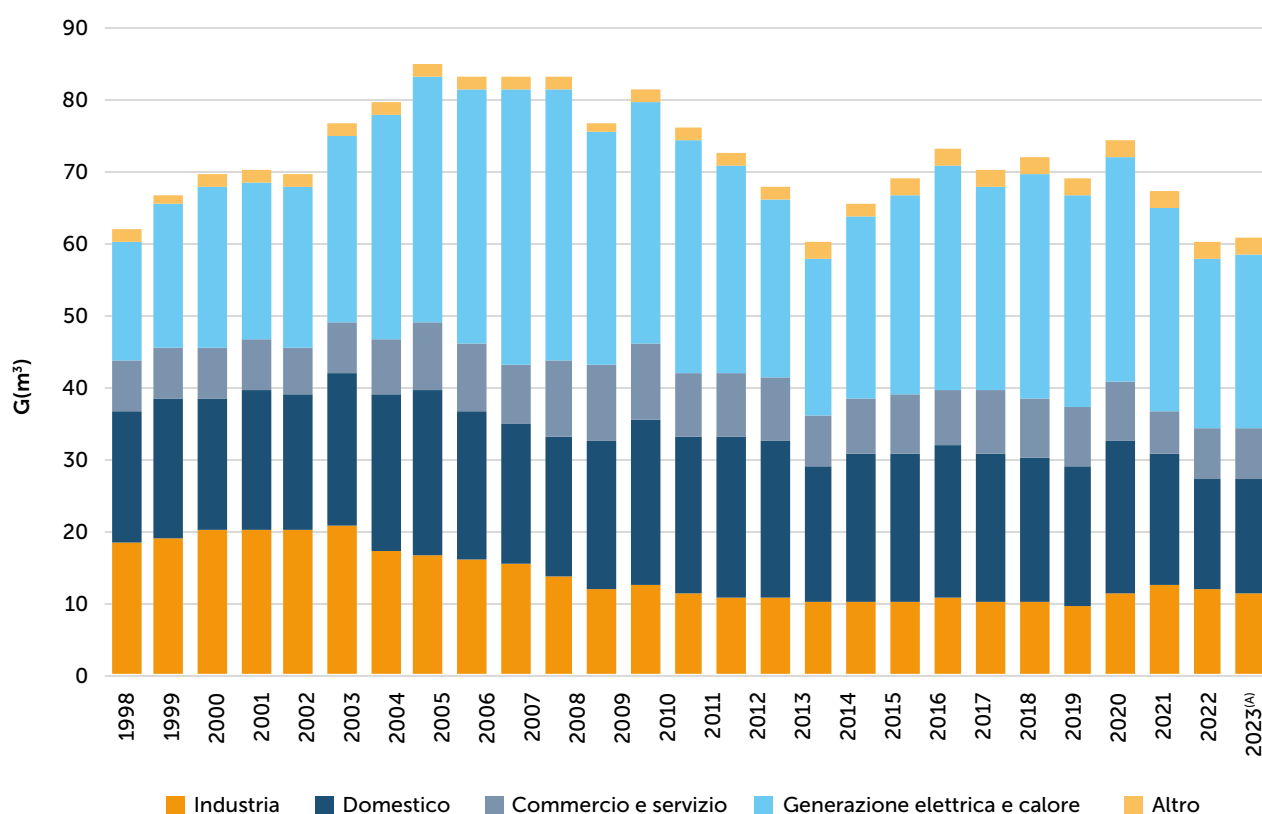


**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE GAS**

Domanda e offerta di gas naturale nel 2024

In base ai dati preconsuntivi diffusi nell'ambito del Bilancio energetico nazionale dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2024 il consumo finale di gas naturale è lievemente cresciuto, attestandosi a 60,8 G(m³) dai 60,3 G(m³) del 2023 (Fig. 3.1). Dopo due anni di calo marcato (-10% sia nel 2022, sia nel 2023), questa crescita dello 0,8% è un segnale positivo per il settore. La ripresa è stata sostenuta innanzitutto dall'andamento climatico, che ha spinto i consumi del settore civile: i consumi domestici, infatti sono cresciuti del 2,8% da 15,7 a 16,2 G(m³), come pure quelli del terziario sono aumentati del 2,9%, da 6,8 a 7 G(m³). Una leggera risalita ha interessato anche i consumi del termoelettrico (+0,8%), sebbene essi siano tuttora nettamente inferiori a quelli del periodo precedente alla crisi dei prezzi: nel 2024, infatti, la richiesta di gas per la produzione di energia elettrica si è fermata a 24 G(m³), mentre nel periodo 2019-2021 era intorno a 30 G(m³). I consumi industriali, invece, hanno registrato un lieve calo di 0,4 G(m³), essendo diminuiti da 11,8 a 11,4 G(m³), probabilmente per effetto della debole ripresa economica.

FIG. 3.1 Consumi di gas naturale per settore



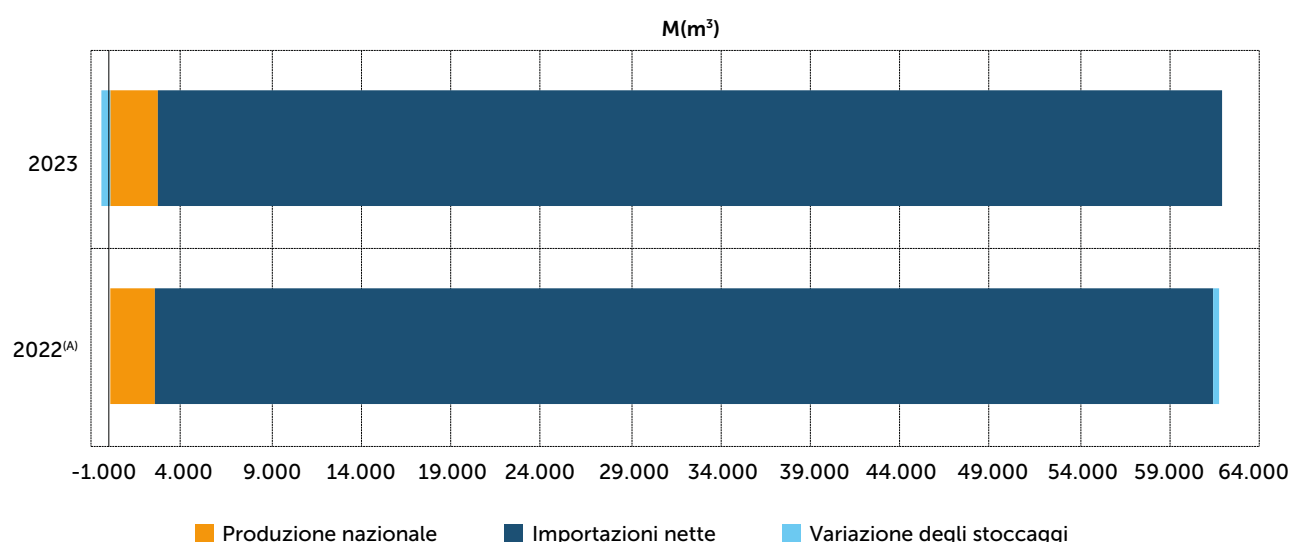
(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

Guardando ai dati (provvisori) diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica in merito al bilancio del gas naturale, nel 2024 la produzione nazionale ha registrato una riduzione del 4,1%, scendendo a 2,6 G(m³) dai 2,7 G(m³) raggiunti nel 2023. Anche il saldo estero è diminuito dello 0,7%, a causa di un calo del 3,9% delle importazioni, scese a 59,4 G(m³) dai 61,8 G(m³) del 2023, solo parzialmente compensato da una forte riduzione

delle esportazioni di 2 G(m³) (da 2,6 a 0,6 G(m³)). Poiché negli stoccaggi i volumi immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 0,4 G(m³) superiori ai quantitativi di inizio anno, il consumo interno lordo nel 2024 è risultato pari a 61,8 G(m³), un valore dello 0,6% superiore a quello del 2023. Di conseguenza il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è leggermente diminuito: nel 2024 il 95,2% del gas disponibile in Italia è arrivato dall'estero (nel 2023 era pari a 96,3%) (Fig. 3.2).

FIG. 3.2 *Disponibilità di gas naturale negli ultimi due anni*



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

Come sempre il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è stato redatto riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori energetici in base al gruppo di appartenenza dichiarato nell'Anagrafica operatori¹. Nel caso in cui un'impresa abbia dichiarato di non appartenere ad alcun gruppo societario, è stata considerata come gruppo a sé. I gruppi vengono attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi che è dato dalla somma dei quantitativi relativi agli autoconsumi, alle vendite nel mercato all'ingrosso e a quelle realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. Le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie.

Eni si conferma anche nel 2024 il gruppo principale sul mercato con vendite e autoconsumi che superano quelle del secondo operatore di 6,6 G(m³); i gruppi Engie, insieme con Edison, Royal Dutch Shell, Enel, A2A, EDF e Vitol, ricadono nella classe dei soggetti che hanno vendite e autoconsumi compresi tra 10 e 40 G(m³). I gruppi appartenenti a questa classe, infatti, hanno impieghi che oscillano dai poco di più 34 G(m³) di Engie ai poco più di 10 G(m³) di Vitol, che lo scorso anno era incluso (come pure EDF) nella classe di operatori con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³).

Nella classe con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³), che include 15 gruppi societari, gli impieghi passano dagli oltre 9 G(m³) di Azerbaijan Gas Supply Company e di Hera ai circa 2,4 G(m³) di Alpiq che è il gruppo con gli impieghi più bassi.

¹ Ai sensi della delibera 15 marzo 2022, 102/2022/R/com che reca in allegato il Testo integrato anagrafica operatori (TIAO), nella quale sono stati riordinati tutti gli obblighi informativi di natura anagrafica a carico degli operatori dei settori di competenza dell'Autorità. Il TIAO ha quindi abrogato la delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08, che aveva inizialmente istituito l'Anagrafica operatori dell'Autorità.

TAV. 3.1 Bilancio degli operatori del gas naturale nel 2023 (in G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	GRUPPO ENI	10-40 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	TOTALE
NUMERO DI GRUPPI	1	7	15	7	55	431	516
Produzione nazionale netta	1,7	0,5	0,0	-	0,1	0,3	2,7
Importazioni nette ^(A)	17,6	20,3	16,7	0,6	1,9	0,0	57,2
Variazioni scorte							
Stoccaggi al 31 dicembre 2022	0,7	3,2	1,7	0,1	0,8	0,0	6,6
Stoccaggi al 31 dicembre 2023	0,7	3,5	1,6	0,2	1,0	0,1	7,1
Acquisti sul territorio nazionale	22,4	106,0	61,9	7,2	15,4	3,6	216,4
di cui da Eni	14,3	9,0	3,2	0,4	0,8	0,1	27,8
di cui da altri operatori	8,1	96,9	58,7	6,7	14,6	3,5	188,6
Acquisti in Borsa	0,3	2,3	4,0	2,8	2,8	0,6	12,7
Cessioni ad altri operatori nazionali	28,7	100,8	64,9	6,4	8,8	1,2	210,7
– di cui vendite al PSV	23,6	90,9	60,6	6,1	6,4	0,7	188,4
Vendite in Borsa	1,5	3,0	4,7	2,9	3,4	0,2	15,7
Trasferimenti netti	-1,6	-1,7	-1,1	-0,1	0,2	0,0	-5,3
Consumi e perdite di sistema ^(B)	0,2	-0,6	-0,4	-0,1	-0,1	0,0	-1,4
Autoconsumi	5,1	5,1	1,2	-	0,7	0,2	12,2
Vendite finali	5,5	18,8	11,3	1,1	7,1	2,9	46,0
– di cui a clienti finali collegati	0,8	2,5	4,9	-	0,8	0,0	9,0
Al mercato libero	5,0	18,2	10,3	1,1	6,9	2,8	44,3
Nei servizi di vulnerabilità, ultima istanza e default	0,5	0,4	0,5	0,0	0,3	0,1	1,7
Vendite finali per settore ^(C)	5,5	18,6	10,8	1,1	7,1	2,9	46,0
Domestico	2,5	3,7	1,9	0,0	2,6	1,0	11,8
Condominio uso domestico	0,2	0,2	0,4	0,0	0,8	0,4	1,9
Commercio e servizi	0,6	1,9	1,5	0,3	1,2	0,7	6,3
Industria	1,6	7,9	2,0	0,7	1,8	0,6	14,6
Generazione elettrica	0,6	4,8	4,8	-	0,6	0,1	10,8
Attività di servizio pubblico	0,0	0,1	0,2	0,0	0,2	0,1	0,7

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite totali (fonte Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi quelli in Borsa).

(C) Non include le vendite per forniture di ultima istanza e *default*.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La classe inferiore – che include i gruppi con impieghi tra 1 e 2 G(m³) – comprende 7 gruppi che mediamente vendono e autoconsumano circa 1,5 G(m³), un valore di circa 100 M(m³) inferiore rispetto all'anno precedente. È pari a 55 il numero dei gruppi che ricadono nella classe con impieghi tra 0,1 e 1 G(m³) che mediamente registrano impie-

ghi pari a 363,5 M(m³), mentre nell'ultima classe i gruppi sono 431 con impieghi medi di 10,2 M(m³), che oscillano dai da circa 97 M(m³) del più grande a poche centinaia di m³ dei più piccoli. Va tenuto conto però che da un anno all'altro i soggetti partecipanti alla rilevazione da cui sono tratti i dati non sono sempre gli stessi e ciò contribuisce a determinare una connotazione delle classi che può risultare diversa di anno in anno. A questo si deve aggiungere il fatto che, come già rilevato negli ultimi anni, i soggetti che esercitano l'attività di vendita all'ingrosso e/o al dettaglio sono piuttosto dinamici anche in termini di appartenenza a un gruppo societario piuttosto che a un altro.

Per quello che riguarda la coltivazione di gas naturale, la situazione è rimasta praticamente immutata rispetto al passato; quasi tutto il gas prodotto in Italia (compresa la produzione di biometano), risulta, infatti, nella disponibilità del gruppo Eni.

Le importazioni rimangono, come da sempre, una prerogativa dei gruppi industriali di più grande dimensione con il gruppo Eni che da solo importa quasi il 31% del volume netto complessivamente importato in Italia.

La fonte più rilevante nell'approvvigionamento di gas è invece quella degli acquisti sul territorio nazionale dove il gas acquistato direttamente da Eni è ancora pari quasi al 10%.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa raggiungono quasi l'80% dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati; tale quota arriva quasi al 90% nel caso dei gruppi che ricadono nella classe con vendite tra 1 e 2 G(m³), mentre è molto più contenuta (31,5%) nella classe dei venditori più piccoli, confermando quindi la tendenza, già osservata negli anni passati, dei venditori più piccoli a essere molto attivi anche sul mercato all'ingrosso e non più solo sul mercato finale.

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi nel 2024 è pari al 4,3% e, se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come la quota di gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo si attesti di poco sopra al 7%. Eni, in particolare, destina il 14,3% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre per la classe con impieghi maggiori si registra una quota di quasi il 6%.

Le vendite al mercato finale hanno rappresentato nel 2024 circa il 16% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi nella classe inferiore a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari al 65%. La quota di gas destinata ai servizi di vulnerabilità, ultima istanza e default ha rappresentato nel 2024 il 3,7% delle vendite complessive al mercato finale con Eni che destina ai clienti serviti su questo mercato quasi il 9% delle vendite finali.

La quota maggiore (78,4%) di vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi) si registra, come tutti gli anni, nella classe dei gruppi di più piccola dimensione. La medesima quota è piuttosto significativa (67,2%) anche per i gruppi con impieghi tra 0,1 e 1 G(m³) e per Eni (59,7%). Se si guarda al solo settore domestico vale la pena sottolineare che è ancora di quasi il 46% la quota di gas destinata da Eni a questa tipologia di clienti.

Al contrario, la quota più importante di vendite ai clienti industriali si rileva nella classe dei maggiori *competitors* di Eni dove essa rappresenta poco di più del 42% delle vendite finali, mentre la quota più rilevante di vendite alla generazione elettrica si registra nella classe tra 2 e 10 G(m³) dove rappresenta il 44,4% delle vendite al mercato finale.

Mercato e concorrenza

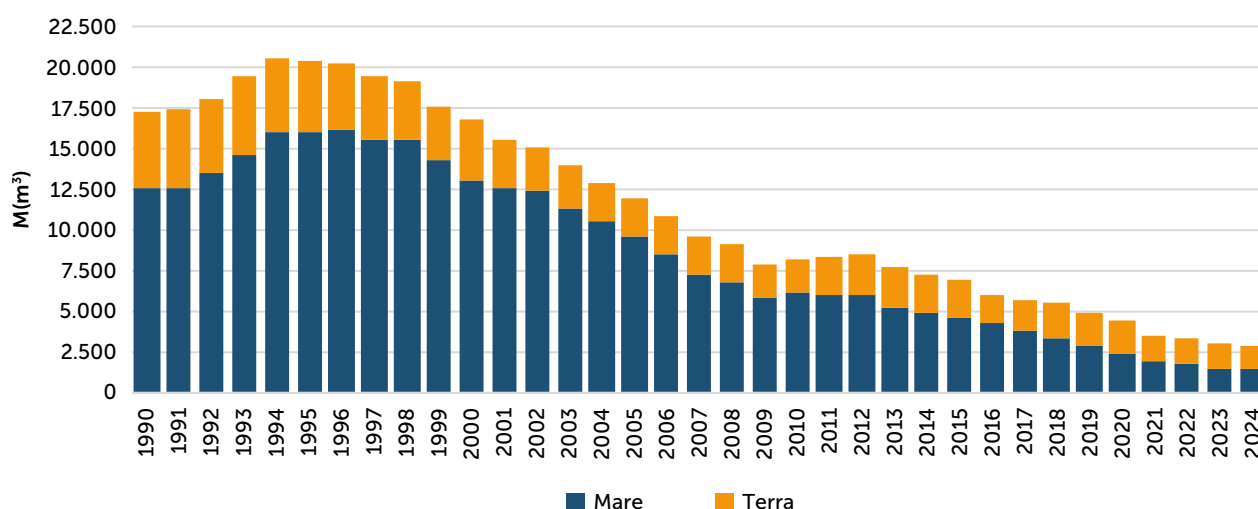
Struttura dell'offerta di gas

Modalità di determinazione del prezzo

Nei dati diffusi dalla Direzione generale fonti energetiche e titoli abilitativi del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, la produzione nazionale di gas naturale nel 2024 è scesa, ancora una volta, da 3.040 a 2.882 M(m³), registrando dunque un calo del 5,2%².

Più in dettaglio, secondo i dati pubblicati dalla Direzione generale fonti energetiche e titoli abilitativi Ministero, riprodotti nella figura 3.3, nel 2024 sono stati estratti 1.445 M(m³) dal mare e 1.437 M(m³) dai campi situati in terraferma. Il calo è imputabile in misura maggiore ai giacimenti in terraferma che hanno perso il 6,6% della produzione dell'anno precedente, mentre le coltivazioni a mare hanno estratto il 3,8% in meno rispetto al 2023. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è scesa sotto al 50% dell'intera produzione nazionale.

FIG. 3.3 Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990

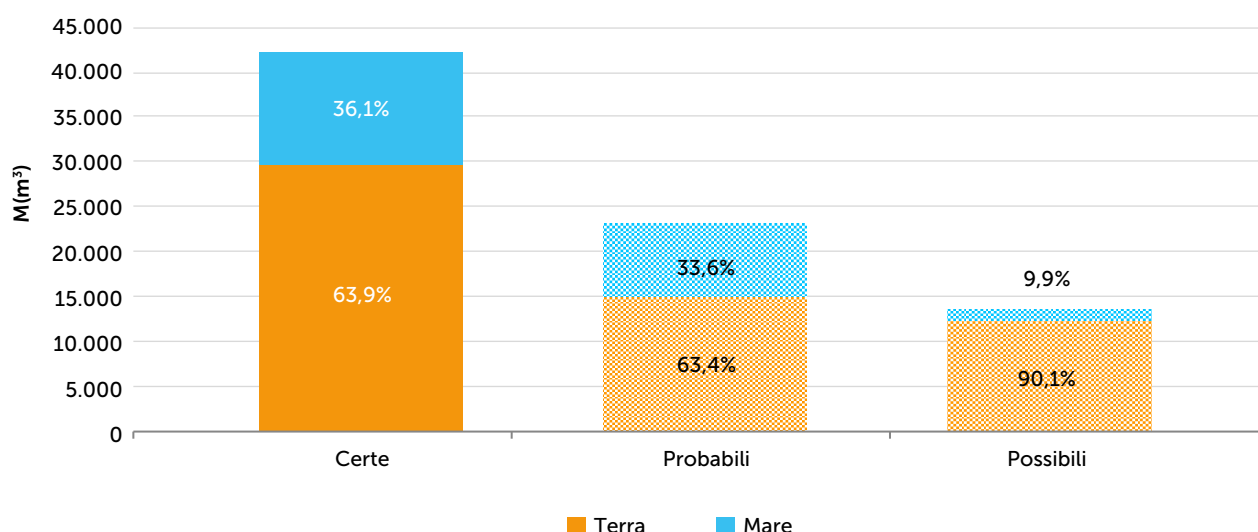


Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione generale fonti energetiche e titoli abilitativi.

Il Ministero ha stimato le riserve certe di gas al 31 dicembre 2024 in 42,5 G(m³) e quelle probabili in 22,9 G(m³) (Fig. 3.4). Rispetto ai dati valutati un anno prima³, la stima delle riserve certe è cresciuta dell'1,7%, mentre quella delle riserve possibili è diminuita del 38,1%, così come un forte ridimensionamento ha interessato le riserve probabili (25,3%). La parte più rilevante delle riserve certe, il 63,9%, è ubicata in terraferma (quasi interamente al Sud), mentre il restante 36,1% è localizzato in mare.

² Il calo produttivo risulta lievemente più elevato nei dati preconsuntivi del bilancio energetico nazionale, secondo i quali nel 2024 la produzione nazionale è diminuita del 4,1% rispetto al 2023.

³ Le riserve di gas sono quantità stimate che vengono definite, secondo la classificazione internazionale, "certe", "probabili" o "possibili" in base al livello di probabilità di venire commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della loro valutazione. In particolare, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, vengono definite riserve "certe" quando tale probabilità è superiore al 90%, "probabili" quando il grado di probabilità è superiore al 50% e "possibili" quando è minore del 50%.

FIG. 3.4 Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2024

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione generale fonti energetiche e titoli abilitativi.

L'estrazione media degli ultimi cinque anni va lentamente diminuendo: nel 2024 è scesa sotto i 3 G(m³), dunque molto al di sotto dei 14,7 G(m³), che era la produzione media nel periodo 1990-1999, ma anche molto inferiore ai 9,8 G(m³) che era la produzione media nei primi dieci anni del nuovo millennio. Pertanto, grazie al rallentamento nel ritmo di estrazione e contando solo sulle riserve certe, il tempo di esaurimento delle scorte di gas naturale è cresciuto da poco più di 10 anni nel 2022, a oltre 15 anni nel 2024. Ma occorre sempre ricordare che parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbero trasformarsi in riserve certe, nel caso vi fosse l'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti.

I dati raccolti con la consueta Indagine annuale sui settori energetici svolta dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (di seguito: Autorità), che dal 2022 comprendono anche la produzione di biometano, confermano la caduta della produzione nazionale di gas. Nel 2024, infatti, la produzione nazionale risulta essersi fermata a 2.671 M(m³) (Tav. 3.2), contro i 2.980 M(m³) registrati nel 2023; pertanto, nei dati raccolti dall'Indagine, il calo di produzione nazionale risulta del 10%.

La discesa nei volumi di gas coltivato è significativa per i grandi operatori.

Nel 2024, infatti, le società del gruppo Eni hanno estratto circa 123 M(m³) in meno del 2023, registrando quindi un calo produttivo del 6,6%, ma il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota decisamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. Anche la produzione di quest'ultimo ha subito un calo del 6,6%, avendo estratto 32 M(m³) in meno rispetto al 2023. Lo stesso è accaduto al gruppo Gas Plus che ha estratto 81 M(m³) contro i 92 del 2023 (-12%). Nel 2024 il gruppo Total ha invece estratto 62 M(m³), 6 in più dell'anno precedente (9,9%).

Nei dati raccolti con l'Indagine annuale, la produzione di biometano nel 2024 ha superato di poco i 220 M(m³), cioè l'8,4% della produzione nazionale. Gli attori più importanti in questa attività sono la Società Estense Servizi Ambientali (S.E.S.A.), la cui produzione ha raggiunto 35 M(m³), la società Bioman del gruppo Finam, che ha prodotto 19,8 M(m³), Herambiente e Biorg, entrambe del gruppo Hera, che insieme hanno prodotto circa 10 M(m³), e

la Società Agricola Agriman la cui produzione ha superato 28 M(m³). Una produzione leggermente inferiore (13,3 M(m³)) è stata realizzata dalla società Sant’Ilario Bioenergia del gruppo Vallette. Anche il gruppo Snam è attivo attraverso diverse società nella produzione di biometano; complessivamente il gruppo ha prodotto poco meno di 13,8 M(m³). La produzione di biometano da parte di tutte le imprese citate è cresciuta rispetto al 2023.

TAV. 3.2 *Produzione di gas naturale e biometano in Italia nel 2024 (in M(m³))*

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	1.736	65,0%
Royal Dutch Shell	453	17,0%
Gas Plus	81	3,0%
Total	62	2,3%
Società Estense Servizi Ambientali	35	1,3%
Altri	304	11,4 %
TOTALE	2.971	100,0%

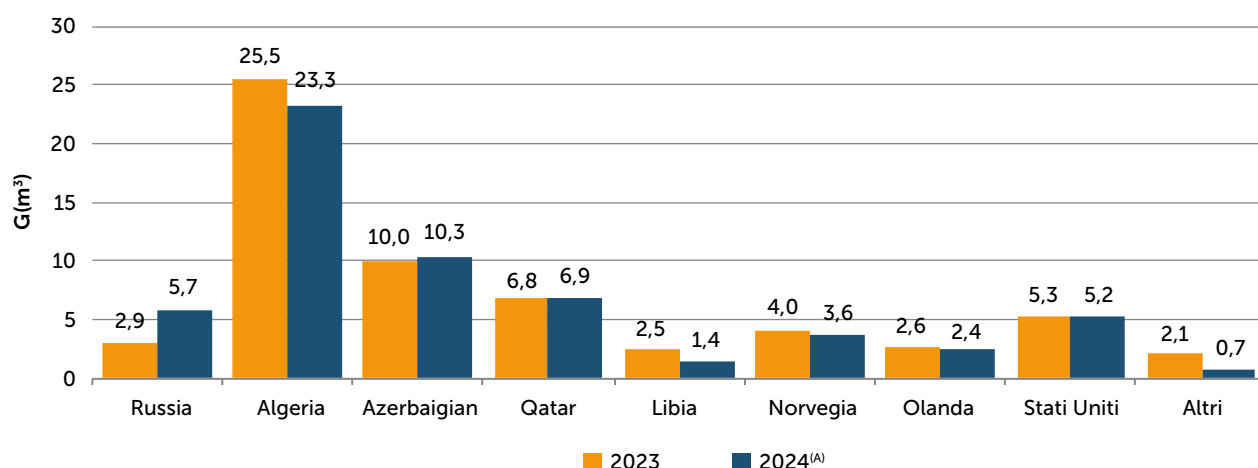
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Importazioni

Come già anticipato all’inizio di questo Capitolo, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, nel 2024 l’Italia ha importato 2,4 G(m³) di gas naturale in meno rispetto al 2023: le importazioni lorde sono infatti scese a 59,4 G(m³), dai 61,8 G(m³) del 2023, evidenziando quindi un calo del 3,9%. Si tratta del terzo calo consecutivo che porta il livello delle importazioni lorde di gas vicino a quello del 2014 (55,8 G(m³)), che è il punto di minimo storico degli ultimi 15 anni.

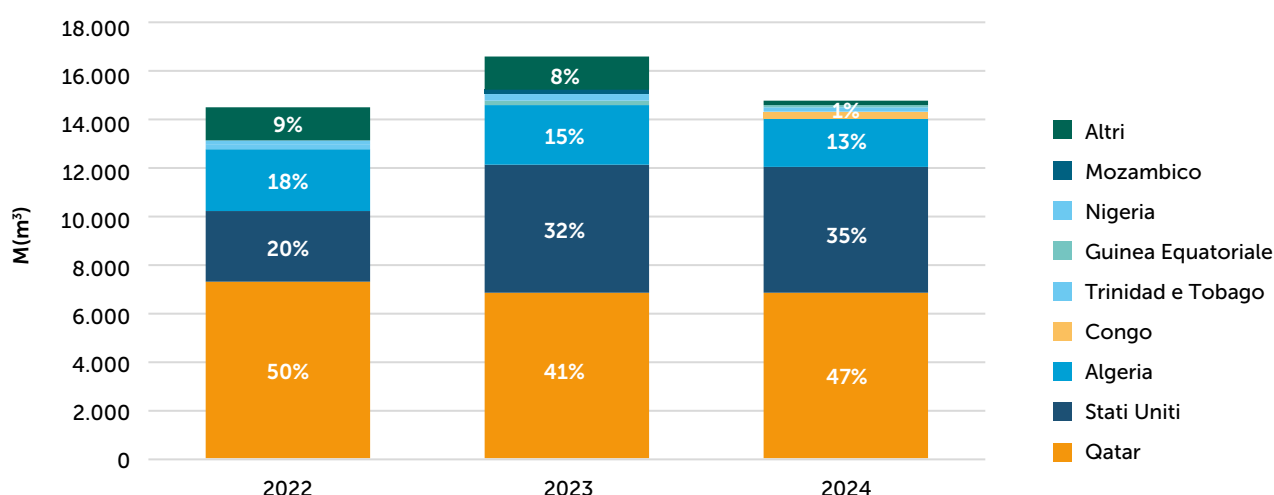
Il calo più rilevante, pari a -3,6 G(m³), si è avuto nei volumi di gas nordafricani: nel 2024, infatti, le importazioni dall’Algeria sono diminuite di 2,2 G(m³), di cui 1,7 via tubo e 0,5 via nave, così come quelle dalla Libia che si sono quasi dimezzate, passando da 2,5 a 1,4 G(m³). Riduzioni significative, si sono però registrate anche da altre zone: rispetto al 2023 abbiamo importato 651 m(m³) in meno dal Nordeuropa (-426 dalla Norvegia e -225 dall’Olanda) e -1,4 G(m³) dall’insieme dei Paesi classificati come “Altri” nella figura 3.5 che includono zone di provenienza di più recente rapporto con l’Italia, come la Nigeria, il Mozambico, il Congo o la Guinea Equatoriale e altri. In compenso abbiamo importato più gas dall’Azerbaijan, +300 M(m³), dal Qatar, +62 M(m³) e dalla Russia, +2,8 G(m³). Quest’ultimo incremento non è però riconducibile a una risalita dell’import di gas che dalla Russia attraversa l’Ucraina (rimasto costante fino alla completa interruzione dal 1° gennaio 2025), ma a maggiori erogazioni dagli stoccaggi austriaci che transitano dal punto di Tarvisio e che sono attribuiti statisticamente alla Russia.

Lo scorso anno è diminuita anche l’importazione di gas naturale liquefatto, che negli ultimi anni è stato sempre più importante nelle forniture italiane ed europee. A fronte dei 16,5 G(m³) acquistati nel 2023, i volumi di GNL si sono fermati nel 2024 a 14,7 G(m³), evidenziando quindi una riduzione dell’11%. La quota del GNL sull’import complessivo è scesa dal 27% del 2023 al 25% nel 2024. Come nel 2023, il 95% di tutto il GNL importato è giunto da Qatar, Algeria e Stati Uniti. Accanto a queste provenienze, nell’importazione via nave del 2024 hanno assunto una discreta importanza anche i carichi provenienti da: Congo (1,9%), Trinidad e Tobago (1,3%) e dalla Guinea Equatoriale (0,7%) (Fig. 3.6).

FIG. 3.5 Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza

(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

FIG. 3.6 Paesi di origine delle importazioni di GNL

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Nel 2024 le quote di provenienza del gas, calcolate sui volumi di importazione complessivi (via tubo e via nave), confermano comunque l'Algeria al primo posto con il 39,1%, seguita dall'Azerbaijan con il 17,4% e dal Qatar con l'11,6%. L'incidenza della Russia – con la precisazione di cui sopra – è risalita al 9,6% (dal 4,7% del 2023) mentre, in quinta posizione si trovano gli Stati Uniti, dai quali proviene l'8,7% del gas complessivamente importato in Italia (era l'8,6% nel 2023). L'incidenza dei paesi del Nord Europa (Norvegia e Olanda), storicamente rilevante, è complessivamente pari al 10,1%, in lieve diminuzione dal 10,8% del 2023.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2024 sono stati importati in Italia 57,6 G(m³), poco meno dei 57,7 importati nel 2023⁴ (Tav. 3.3). Il calo risulta quindi inferiore a quello valutabile

4 Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori energetici.

nei dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica⁵. L'8% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 4,6 G(m³) circa, risulta acquistato presso le borse europee. Nonostante il calo delle importazioni complessive, la quota di gas importato attraverso le borse europee è cresciuta rispetto al 2023, quando era risultata del 6,6%.

TAV. 3.3 *Primi venti importatori di gas in Italia nel 2024 (importazioni lorde in M(m³))*

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2023
Eni	17.772	30,9%	1°
Edison	10.143	17,6%	2°
Azerbaijan Gas Supply Company Limited	9.181	15,9%	3°
Enel Global Trading	3.624	6,3%	5°
Shell Energy Europe	3.316	5,8%	4°
Vitol	2.441	4,2%	7°
Gunvor International	2.177	3,8%	6°
Exxonmobil Gas Marketing Europe	1.975	3,4%	8°
Axpo Solutions	938	1,6%	10°
Bp Gas Marketing	706	1,2%	9°
Vng Handel & Vertrieb	529	0,9%	n.d.
Hera Trading	460	0,8%	16°
Dxt Commodities Enet Energy	438	0,8%	12°
Geoplin	427	0,7%	15°
A2A	421	0,7%	14°
Engie Italia	418	0,7%	11°
Totalenergies Gas & Power	375	0,7%	36°
Enet Energy	366	0,6%	13°
Centrica Energy Trading	276	0,5%	17°
Cez	271	0,5%	31°
Altri	1.341	2,3%	-
TOTALE	57.595	100,0%	-
<i>Di cui: Importazioni dalle borse europee</i>	<i>4 595</i>	<i>8,0%</i>	<i>-</i>
IMPORTAZIONI (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica)	59.436	-	-

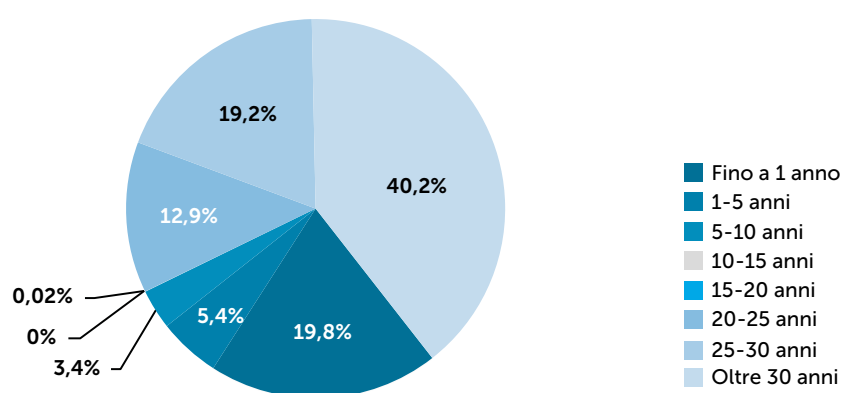
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'elenco dei primi venti importatori (Tav. 3.3) non presenta variazioni nelle prime tre posizioni. Come sempre, al primo posto si trova Eni che nel 2024 ha importato 17,8 G(m³), quasi 0,9 G(m³) in meno dell'anno precedente. In conseguenza del calo delle importazioni di Eni (-4,8%), la quota di mercato della società è scesa dal 32,3% al 30,9% (29,9% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale). I volumi acquistati all'estero da Edison, seconda in classifica, sono invece leggermente cresciuti da 10 a 10,1 G(m³) (1,4%); per questo la relativa quota è leggermente salita al 17,6% (era al 17,3%) e la distanza da Eni si è accorciata di circa due punti percentuali.

⁵ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. È probabile che alcuni quantitativi che nei dati ministeriali sono classificati come importazioni, vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana" nell'Indagine dell'Autorità, in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

Un aumento significativo, invece, si è avuto nei quantitativi importati dalla società Azerbaijan Gas Supply Company, che importa il gas azero che approda a Melendugno attraverso il TAP: con 9,2 G(m³) importati in corso d'anno (un miliardo in più del 2023, +12,8%) ha decisamente consolidato la terza posizione con una quota in aumento (dal 14,1% al 15,9%). Si sono avvicinati tra la quarta e la quinta posizione le altre due importanti società di importazione, Enel Global Trading e Shell Energy Europe: i volumi di importazione della prima si sono ridotti di 0,6 G(m³), mentre la seconda ha importato 1,3 G(m³) in meno rispetto al 2023. Il panorama degli importatori, soprattutto nella seconda metà della classifica, mostra diversi avvicendamenti e variazioni di posizione in qualche caso notevoli, ma i bassi quantitativi coinvolti rendono i tassi di variazione relativamente più grandi. Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 37,1 dei 57,6 G(m³) importati, cioè il 64,4% del gas approvvigionato all'estero. Tale quota è in lieve aumento rispetto al 2023 (era 63,8%).

FIG. 3.7 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2024 secondo la durata intera



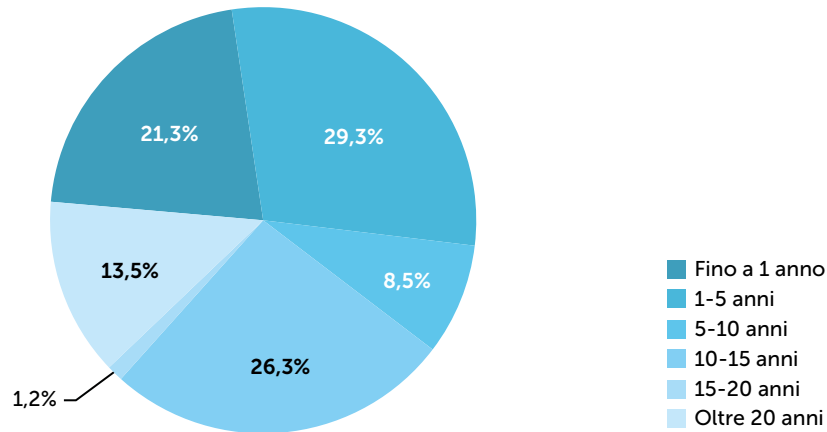
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2024 secondo la durata intera (Fig. 3.7) è rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2023. Infatti, l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è lievemente salita al 24,9% dal 23,4% registrato nel 2023. L'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni) si è ridotta dal 4,9% al 3,4%, mentre quella delle importazioni di lunga durata (oltre 20 anni) è passata dal 71,7% al 71,6%. L'incidenza delle importazioni *spot*⁶, quelle cioè con durata inferiore all'anno, è diminuita di mezzo punto percentuale portandosi a poco meno del 20%. Importante è però sottolineare che, come nel 2023, le *Annual Contract Quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura non sono diminuite, come è accaduto per quasi tutti gli anni dal 2010 al 2021, quando i vecchi contratti d'importazione di lunga durata giungevano via via a scadenza e non venivano rinnovati o sostituiti con contratti di pari durata.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2024 (Fig. 3.8) mostrano un certo allungamento rispetto allo scorso anno: il 50,5% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 46% nel 2023) e il 59% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni (era il 52,1%). Il 14,8% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è leggermente cresciuta rispetto allo scorso anno, quando era pari al 13,8%.

⁶ Valutata, come negli anni passati, escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

FIG. 3.8 *Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2024 secondo la durata residua*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nel 2024 le imprese che gestiscono le reti di trasporto del gas nazionale e regionale sono otto: tre che operano sulla rete nazionale e regionale e cinque che operano solo sulla rete regionale (Tav. 3.4). Snam Rete Gas è l'impresa maggiore di trasporto della rete nazionale, le altre due società che ne possiedono e gestiscono solo piccoli tratti sono: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas.

Società Gasdotti Italia (SGI) è nata nel 2004 dalla fusione di Edison T&S e della sua controllata Società Gasdotti del Mezzogiorno, attualmente di proprietà di fondi di investimento internazionali, che ha ottenuto la certificazione come operatore del trasporto fin dal 2012. Oltre alla rete nazionale SGI trasporta anche sulla rete regionale; le sue reti si estendono principalmente nell'Italia centrale (Marche, Abruzzo, Molise e Lazio), ma la società gestisce anche un gasdotto in Veneto e reti ubicate in Basilicata, in Calabria e in Sicilia. La società Infrastrutture Trasporto Gas, invece, è proprietaria e gestisce direttamente il metanodotto Cavarzere-Minerbio, funzionale al collegamento del rigassificatore di Rovigo. Nata nel 2012 dalla scissione della società Edison Stoccaggio, era controllata al 100% da Edison, ma dall'ottobre 2017 è entrata nel gruppo Snam. Insieme alla cessione della società di trasporto, Edison ha ceduto a Snam anche la propria quota (pari al 7,3%) del capitale di Terminale Gnl Adriatico, la società che gestisce il terminale GNL di Rovigo.

TAV. 3.4 *Reti delle società di trasporto nel 2024 (in km)*

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.743	23.096	32.839
Società Gasdotti Italia	771	1.048	1.819
Retragas	0	388	388
Energie Rete Gas	0	142	142

(segue)

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Infrastrutture Trasporto Gas	83	3	86
Metanodotto Alpino	0	76	76
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	51	51
Netenergy Service	0	35	35
TOTALE	10.597	24.839	35.436

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Relativamente al trasporto gas il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) possiede il 93% delle reti: 32.925 km di rete sui 35.436 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.819 km di rete (il 5,1%), di cui 771 sulla Rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,1%, grazie ai suoi 388 km di rete. Vi sono poi altri cinque operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

Le attività di trasporto sono descritte, per regione, tramite la lunghezza delle reti, i volumi di gas transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti e il numero di punti di riconsegna complessivamente serviti (tutti i dati sono preconsuntivi) (Tav. 3.5). La voce "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

Nel 2024 i volumi riconsegnati sulle reti hanno registrato un nuovo lieve calo (-1,1%, che segue quello molto rilevante dell'11,8% evidenziato lo scorso anno. Con 0,9 G(m³) in meno rispetto al valore del 2023, i volumi trasportati sono scesi a 80,2 G(m³) dagli 81,1 G(m³) raggiunti nel 2023. Anche il numero dei punti di riconsegna è ulteriormente diminuito di circa 300 unità (-4,2%), portandosi a 7.032; pertanto il volume medio trasportato è aumentato del 3,3% da 11 a 11,4 M(m³).

Le riconsegne ai settori produttivi hanno evidenziato un lieve incremento, grazie all'aumento dei volumi consegnati al comparto industriale, che sono cresciuti di circa 200 M(m³) rispetto a quelli del 2023 (+1,7%), mentre al settore termoelettrico sono stati riconsegnati complessivamente 20,9 G(m³), vale a dire 0,3 G(m³) in meno del 2023 (-1,5%). In crescita sono risultati anche i volumi riconsegnati agli impianti di distribuzione, che hanno ricevuto poco più di mezzo miliardo di metri cubi in più rispetto al 2023 (+2,1%). L'andamento climatico, con il primo trimestre meno freddo degli anni precedenti, ma con temperature decisamente più rigide nell'ultimo trimestre, spiega parte della risalita dei consumi, a cui si è accompagnato anche un incremento delle attività industriali che utilizzano il gas naturale come input produttivo (nei dati provvisori diffusi dall'Istat, nel 2024 il PIL a prezzi costanti è risultato in crescita dello 0,7%). Come accaduto lo scorso anno, un'ulteriore riduzione ha interessato anche la categoria residuale "altro", che comprende le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (come, per esempio, gli ospedali): a questi punti sono stati complessivamente riconsegnati 19,6 G(m³), 1,3 in meno del 2023 (in termini percentuali la riduzione è del 6,3%).

TAV. 3.5 Attività di trasporto per regione nel 2024

REGIONE	RETE NAZIONALE (km)	RETE REGIONALE (km)	VOLUMI RICONSEGNA TI M(m ³)					PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO ^(A)	TOTALE	
Piemonte	506	2.188	3.056	1.058	2.411	79	6.604	451
Valle d'Aosta	0	104	39	64	0	0	103	15
Lombardia	642	4.488	7.382	2.285	4.918	547	15.134	2.032
Trentino-Alto Adige	109	382	642	283	21	0	946	88
Veneto	831	2.117	3.410	1.241	730	64	5.445	549
Friuli-Venezia Giulia	492	571	743	529	416	167	1.855	160
Liguria	22	453	718	213	223	3	1.157	59
Emilia-Romagna	1.370	2.473	3.443	2.373	2.359	9.133	17.307	593
Toscana	634	1.474	1.856	801	1.395	5	4.057	317
Umbria	180	469	412	256	187	2	857	95
Marche	452	631	683	287	3	129	1.102	181
Lazio	532	1.492	1.716	526	622	418	3.281	408
Abruzzo	689	918	567	341	408	61	1.377	280
Molise	417	508	110	26	219	434	788	129
Campania	578	1.461	985	435	1.296	7	2.723	617
Puglia	686	1.302	926	522	2.534	4	3.986	301
Basilicata	398	902	181	72	21	30	304	204
Calabria	986	1.336	252	39	1.582	5	1.877	293
Sicilia	1.073	1.570	567	678	1.602	7	2.854	257
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	8.480	8.480	3
ITALIA	10.597	24.839	27.688	12.028	20.946	19.574	80.235	7.032

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'attività di trasporto effettuata negli ultimi anni (Fig. 3.9) mostra come il 2024 si collochi a ridosso del minimo storico toccato nel 2014, quando le riconsegne furono pari a 76,2 G(m³). I volumi complessivamente trasportati nel 2024 evidenziano un'incidenza dei settori produttivi del 41,1%, a fronte del 34,5% degli impianti di distribuzione e del 24,4% dei restanti usi del trasporto.

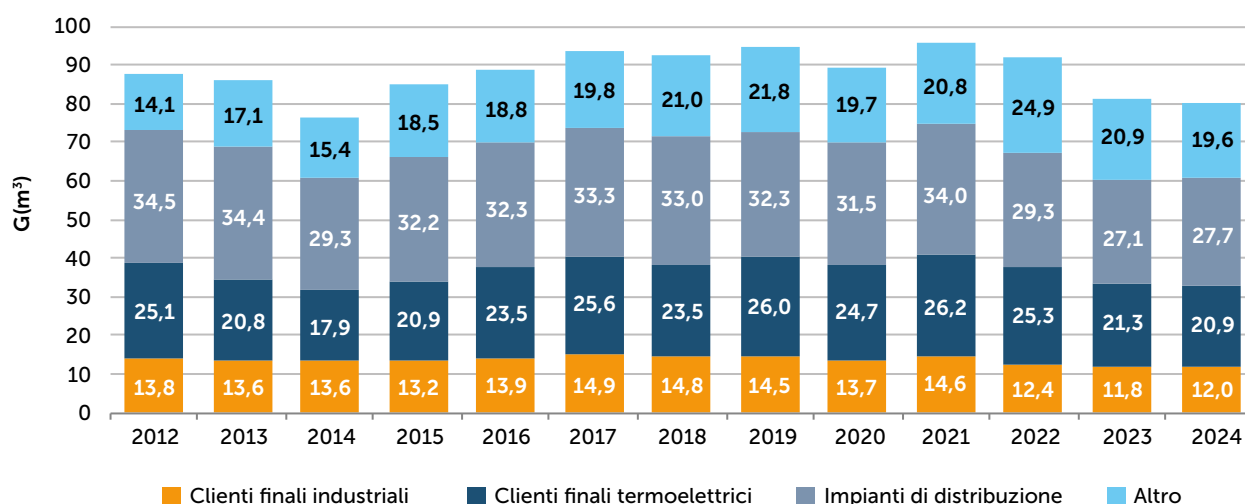
La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti per la capacità annuale, effettuati prima dell'inizio dell'anno termico, delle capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale per l'anno termico 2024-2025 e la capacità che risulta conferita al 1° gennaio a seguito anche dei conferimenti di più breve termine.

Snam Rete Gas conferisce la capacità disponibile per il servizio di trasporto continuo nei punti interconnessi con l'estero tramite aste online trasparenti e non discriminatorie, organizzate mediante la piattaforma PRISMA – European

Capacity Platform, secondo le tempistiche stabilite dal regolamento (UE) 2017/459 del 16 marzo 2017. Nei punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero, Snam Rete Gas conferisce capacità per il servizio di trasporto continuo di tipo:

- annuale, con effetto dal 1° ottobre di ogni anno;
- trimestrale, con effetto dal 1° ottobre, dal 1° gennaio, dal 1° aprile e dal 1° luglio;
- mensile, con effetto dal primo giorno di ciascun mese;
- giornaliero, con effetto dalle ore 6:00 di ciascun giorno alle ore 6:00 del giorno di calendario successivo;
- infragiornaliero, con effetto dall'inizio di ciascuna ora e fino al termine del medesimo giorno gas.

FIG. 3.9 Attività di trasporto dal 2012



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Dal 2013 la capacità disponibile viene offerta tramite la piattaforma PRISMA presso i punti di Tarvisio, Gorizia e Passo Gries a cui si sono aggiunti, nel 2014, anche Mazara e Gela e a fine 2020 anche il punto di Melendugno. Dalla fine del 2020, infatti, è divenuto operativo il gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP) che nel 2013 ha ricevuto un'esenzione per 25 anni dall'accesso dei terzi (c.d. *Third Party Access*) per la capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi l'anno. Il TAP trasporta il gas dell'Azerbaigian in Europa, passando per la Grecia, l'Albania e il mare Adriatico per poi raggiungere il punto di approdo e connettersi alla rete italiana di trasporto presso il punto di Melendugno (LE). È gestito dalla società Tap AG i cui azionisti sono BP, Socar, Snam, Fluxys ed Enagás con il 20% ciascuna, dopo l'uscita dalla compagine azionaria – avvenuta nel corso del 2023 – di Axpo, che ha ceduto la sua quota del 5% alla spagnola Enagás e alla belga Fluxys. Il TAP costituisce il tratto europeo del Corridoio Meridionale del Gas, è lungo circa 900 km e la sua attuale capacità è espandibile sino a 20 G(m³) l'anno. In effetti è in corso l'espansione della capacità a lungo termine del gasdotto che dovrebbe salire da 10 a 11,2 G(m³)/anno a partire dal 2026.

TAV. 3.6 Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2024-2025 (in M(m³) standard per giorno)

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(C)
A inizio anno termico					
Passo Gries	59,0	0,0	59,0	0,0%	0
Tarvisio	109,0	0,008	109,19	0,0%	4
Gorizia ^(A)	4,2	0,0	4,2	0,0%	0

(segue)

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(C)
Melendugno ^(B)	44,5	24,6	45,6	62,6%	2
Mazara del Vallo ^(B)	103,7	40,8			9
Gela ^(B)	40,2	11,0			1
TOTALE GASDOTTI	294,4	76,4	218,0	25,9%	14
All'1.1.2025					
Passo Gries	59,0	2,1	59,0	3,5%	1
Tarvisio	109,2	0,2	109,2	0,2%	6
Gorizia ^(A)	4,2	0,0	4,2	0,0%	0
Melendugno ^(B)	44,5	25,9	28,4	76,7%	2
Mazara del Vallo ^(B)	103,7	56,6			9
Gela ^(B)	40,2	11,1			2
TOTALE GASDOTTI	294,4	95,5	198,5	32,6%	17

(A) L'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) La capacità massima trasportabile contemporaneamente dai tre punti è pari a 122,0 M(m³)/g.

(C) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici e Snam Rete Gas.

Per l'anno termico 2024-2025 la capacità complessiva di trasporto è rimasta invariata come nell'anno termico precedente (2023-2024) e cioè pari a 294,4 M(m³)/giorno in considerazione del vincolo dato dalla massima capacità trasportabile da Sud (cioè dai punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno) che è pari a 122 M(m³)/giorno.

Nell'anno termico 2022-2023 la capacità tecnica di trasporto complessiva era pari a 298,4 M(m³)/giorno, ma in ragione dell'entrata in esercizio del terminale di Piombino, che si connette alla dorsale di trasporto dal Sud Italia, la massima capacità continua contemporaneamente trasportabile nei punti di entrata di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno è scesa da 126 a 122 M(m³)/g. Per questo motivo la capacità tecnica di trasporto complessiva, che tiene conto di tale vincolo, è scesa in quell'anno a 294,4 M(m³)/giorno.

I risultati del conferimento mostrano come all'inizio dell'anno termico 2024-2025 la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto (compresa quella derivante da conferimenti pluriennali precedenti), sia stata conferita per 76,4 M(m³)/giorno, cioè per il 25,9% a 14 soggetti. Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, presso i medesimi punti di entrata, al 1° gennaio 2025 la suddetta quota sale al 32,6% per l'incremento delle capacità conferite nei punti meridionali: a Melendugno per 56,6 M(m³)/giorno, a Mazara del Vallo per 11,1 M(m³)/giorno e a Gela, per 25,9 M(m³)/giorno. I conferimenti effettuati nei tre punti di Melendugno, Mazara e Gela occupano il 76,7% della massima capacità trasportabile da Sud, pari, come detto, a 122 M(m³)/giorno.

I volumi di capacità conferita nei primi mesi dell'anno termico sono in forte calo da diversi anni, in parte per il venir meno di contratti a lungo termine, e in parte, probabilmente, a causa di consumi sempre più bassi. Infatti, nell'anno termico precedente (2023-2024) la capacità tecnica conferita a inizio anno era pari a 83,8 M(m³)/giorno, cioè il 28,2% del totale, e quella conferita al 1° gennaio 2024 era risultata di 103,3 M(m³)/giorno, equivalente

al 35,1% del totale. Ad anno termico concluso, la massima capacità conferita è risultata pari a 220,7 M(m³)/giorno, equivalente al 75% della massima conferibile.

Complessivamente, nell'anno solare 2024, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 748, contro i 673 del 2023, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata, come sempre, del 100%.

Accanto alla capacità di entrata fornita dai gasdotti vi sono poi i punti di entrata della rete in corrispondenza dei terminali di rigassificazione di GNL operanti in Italia, che nel 2023 sono divenuti quattro dopo l'entrata in operatività a luglio della FSRU⁷ Italis Lng (ex Golar Tundra), ormeggiata nel porto di Piombino. Costruita nel 2015 e acquistata da Snam nel 2022, la FSRU ha una capacità di stoccaggio di circa 170.000 m³ e una capacità di rigassificazione di 5 G(m³)/anno. Nella prima metà del 2023 si sono concluse le procedure per il primo conferimento di capacità di rigassificazione su questo terminale per il periodo di 20 anni compreso tra gli anni termici 2023/2024 e 2043/2044, che hanno visto l'assegnazione del 95% della capacità per il periodo 2023/2024-2025/2026 e l'86% della capacità fino al 2044.

Il primo impianto di rigassificazione costruito in Italia è quello di Panigaglia (SP); è gestito dalla società GNL Italia del gruppo Snam e ha una capacità di rigassificazione annua di 3,5 G(m³) e una capacità tecnica giornaliera di 13 M(m³)/giorno.

Il terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è entrato in esercizio nel 2009 e possiede una capacità tecnica giornaliera pari a 26,4 M(m³)/giorno che è occupata per 21 M(m³)/g, poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità per 25 anni⁸. Alla fine del 2021, il Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili ha concesso⁹ alla società di aumentare la capacità di rigassificazione dell'impianto nell'*offshore* di Rovigo di un G(m³), che è salita dagli iniziali 8 a 9,6 G(m³) all'anno.

Anche la capacità tecnica nel terminale di Livorno, che è anch'esso una FSRU entrata in esercizio nel dicembre 2013 e gestita dalla società OLT Offshore LNG Toscana, è aumentata nel 2023¹⁰ dagli iniziali 3,75 G(m³) agli attuali 5 G(m³)/anno. La società OLT Offshore LNG Toscana è posseduta per il 49,07% da Snam, per il 48,24% dal *global asset manager* Igneo Infrastructure Partners e per il 2,69% da Golar LNG, una società di shipping specializzata nell'acquisizione, la gestione e il noleggio di navi metaniere e FSRU. Nella seconda metà del 2026, è previsto che la nave rigassificatrice di Piombino venga ricollocata in un altro luogo. Nel corso del 2024 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha svolto una consultazione per lo spostamento della nave in Liguria, al largo di Vado Ligure, in provincia di Savona, dove la FSRU rimarrebbe per 17 anni.

Nella prima metà del 2025 dovrebbe entrare in funzione il quinto impianto di rigassificazione, cioè la FSRU ormeggiata a circa 8 chilometri al largo di Ravenna, che Snam ha acquistato nel luglio 2022. Costruita nel

⁷ I rigassificatori galleggianti o FSRU (*Floating Storage and Regasification Units*) sono dei terminali in grado di stoccare e rigassificare il gas naturale. Si tratta di navi collocate in prossimità di un'area portuale, in banchina o al largo, che ricevono gas naturale liquefatto da altre navi metaniere e lo rigassificano (ovvero lo portano allo stato gassoso) per poterlo immettere nella rete nazionale di trasporto del gas.

⁸ Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE.

⁹ Con il decreto ministeriale n. 543 del 22 dicembre 2021.

¹⁰ L'incremento è stato autorizzato dal decreto del 26 maggio 2023 del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

2015, questa nave avrà una capacità di rigassificazione di 5 G(m³)/anno. Una volta in esercizio consentirà di portare la capacità complessiva di rigassificazione italiana a 28 G(m³)/anno, equivalente ai volumi importati via gasdotto dalla Russia nel 2021, prima del conflitto russo-ucraino.

Per quanto concerne i conferimenti pluriennali, come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, anche nel 2024 le capacità ai punti di interconnessione via gasdotto sono state rese disponibili per il conferimento per i successivi quindici anni termici, a partire dal 2025-2026.

In tutti gli anni termici fino al 2038-2039 la capacità complessiva di trasporto nei gasdotti è pari a 294,4 M(m³)/giorno. Tale capacità è data dalla somma delle capacità dei singoli punti di entrata di Passo Gries, Gorizia, Tarvisio e della capacità massima trasportabile da Sud (122, M(m³)/giorno) considerando il vincolo dato dalla capacità concorrente tra i punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno.

Per il prossimo anno termico, 2025-2026 risultano allocati 3,3 M(m³)/giorno nel punto di Mazara del Vallo e 27,5 M(m³)/giorno da gennaio 2026 nel punto di Melendugno. Tale capacità di 27,5 M(m³)/giorno è stata conferita nel punto di Melendugno sino a dicembre 2028. Poi, da gennaio 2029, e per i dieci anni termici successivi, la capacità allocata nel punto scende a 24,6 M(m³)/giorno. Sino all'anno termico 2038-2039 non risultano altri conferimenti nei gasdotti.

Stoccaggio

Lo stoccaggio è il processo mediante il quale è possibile conservare il gas naturale in giacimenti esauriti. Si tratta di un servizio necessario per ottimizzare l'utilizzo della rete nazionale dei gasdotti assicurando al contempo flessibilità di fornitura a fronte di variazioni della domanda (stoccaggio di modulazione o commerciale) e in risposta a situazioni di mancanza/riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema nazionale, per esempio quando si presentano condizioni climatiche estreme o in caso di interruzioni dell'approvvigionamento dai gasdotti (stoccaggio strategico).

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni (Tav. 3.7). Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Dieci delle quindici concessioni di stoccaggio italiano appartengono alla società Stoccaggi Gas Italia, nota come Stogit, interamente posseduta dal gruppo Snam, ma soltanto nove di queste concessioni riguardano siti di stoccaggio attivi: cinque situati in Lombardia, tre in Emilia-Romagna e uno in Abruzzo e Molise.

Vi sono poi tre concessioni che appartengono alla società Edison Stoccaggio: in Abruzzo, in Veneto e in Emilia-Romagna. Per quest'ultimo sito, Edison Stoccaggio è co-concessionaria al 90%, mentre il restante 10% è di Blugas Infrastrutture, società partecipata da alcune multiutility pubbliche attive in Toscana, Emilia-Romagna e Lombardia. Nel giugno 2024 Snam ha presentato un'offerta per acquisire gli stoccaggi gas di Edison. Poi, nel marzo 2025 Snam, attraverso la controllata Stogit, ha annunciato il perfezionamento dell'acquisizione del 100% di Edison Stoccaggio, a seguito dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni antitrust: il capitale sociale di Edison Stoccaggio è stato interamente acquisito da Stogit e la società è stata rinominata Stogit Adriatica.

TAV. 3.7 Concessioni di stoccaggio in Italia nel 2024

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	ANNO DI CONFERIMENTO
Alfonsine ^(A)	Stogit	100%	Emilia-Romagna	85,88	1997
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	2001
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	1997
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	1984
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	1994
Cornegliano	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	2011
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia-Romagna	81,61	1997
Cugno Le Macine ^(A)	Thaleia	100%	Basilicata	48,16	2012
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo - Molise	76,79	1982
Minerbio	Stogit	100%	Emilia-Romagna	68,61	1997
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	1997
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia-Romagna	100,15	1997
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia-Romagna	51,76	2009
Sernano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	1997
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	1997

(A) Concessioni non attive.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

L'ultima concessione riguardante un sito attivo è quella di Cornegliano Laudense, in Lombardia, che appartiene a Ital Gas Storage, il cui capitale è stato quasi interamente acquisito nel 2023 da F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture Società di Gestione del Risparmio. L'impianto di stoccaggio è entrato in esercizio nel 2019. Il progetto di stoccaggio di Cugno le Macine, avviato dalla società Geogastock, nel 2023 è stato rilevato da Thaleia, una piattaforma lanciata dal Fondo statunitense Davidson Kempner Capital Management e One33, il suo partner operativo per l'Italia.

Nel 2023 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) ha autorizzato il potenziamento dei siti di Ripalta e di Sernano, in considerazione delle criticità per il sistema nazionale del gas derivanti dalle riduzioni dei flussi provenienti di gas russo. Stogit è stata autorizzata ad ampliare la capacità di stoccaggio nel giacimento di Ripalta, mediante l'incremento graduale della pressione massima di esercizio fino a raggiungere il 110% della pressione originaria del giacimento, fino al 31 dicembre 2026, cioè fino alla scadenza della concessione per lo stoccaggio di Ripalta. Anche per il sito di Sernano il Ministero ha autorizzato Stogit ad aumentare la capacità di stoccaggio mediante l'incremento della pressione massima di esercizio, ma in questo caso non oltre il 105%.

Nel giugno 2024, inoltre, il Ministero ha accordato a Stogit la seconda proroga decennale della concessione per il sito di Fiume Treste, fissando il nuovo termine di scadenza al 20 giugno 2032.

Il sistema di stoccaggio del gas italiano comprende una capacità di stoccaggio commerciale, che viene riempito durante la stagione estiva, mentre durante la stagione invernale consente prelievi di gas a vantaggio prevalentemente del consumo domestico. Oltre alla capacità commerciale vi è un quantitativo di gas stoccato perma-

nentemente destinato a riserva strategica, utilizzabile in caso di emergenza, cioè solo in caso di lunghe riduzioni degli approvvigionamenti che causino l'esaurimento degli stoccaggi commerciali. L'ampiezza dello stoccaggio strategico, i cui costi vengono suddivisi tra i produttori e gli importatori di gas, è stabilita dal MASE.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel marzo 2025, con l'emanazione, da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, del consueto decreto in materia (decreto 31 marzo 2025).

Tale assetto (Tav. 3.8) replica quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2025-2026, pari a 7,901 G(m³); a tale capacità è associato un prodotto con una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a 5,694 G(m³), è associata a prodotti con un profilo di prelievo uniforme nel corso dell'anno o che comunque ampliano l'offerta di flessibilità. Tale capacità è suddivisa in capacità per il servizio di modulazione uniforme, capacità per i servizi di flessibilità e capacità per il servizio di stoccaggio pluriennale, per una durata di almeno due anni.

Le modalità di conferimento sono di tre tipi:

- specifiche per le capacità dei servizi di stoccaggio minerario, strategico e di bilanciamento;
- attraverso procedure di asta competitiva;
- attraverso l'allocazione implicita.

TAV. 3.8 Spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2024-2025 e 2025-2026

SERVIZIO	PRODOTTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO (M(Sm ³))	
		2024-2025	2025-2026
Minerario	Definito da MASE	137	126
Bilanciamento trasporto	A richiesta	50	50
Modulazione di punta	Annuale	7.861	7.901
Modulazione uniforme	Annuale	4.126	3.635
Modulazione uniforme	Pluriennale	1.000	1.999
Modulazione uniforme	Flessibilità	60	60
Strategico	Definito da MASE	4.620	4.620
TOTALE		17.854	18.391

Fonte: ARERA.

Nel complesso, nell'anno termico 2024-2025, la capacità di stoccaggio è stata conferita a 85 operatori, di cui:

- 79 utenti hanno acquistato il servizio di modulazione di punta;
- 58 utenti hanno acquistato il servizio di modulazione uniforme;
- 11 utenti hanno acquistato servizi di flessibilità;
- 1 utente ha acquistato il servizio di bilanciamento;
- nessun utente ha sottoscritto il servizio di stoccaggio minerario.

In termini di numerosità di prodotti sottoscritti:

- 31 utenti hanno acquistato solo 1 prodotto;

- 44 utenti hanno acquistato 2 prodotti;
- 10 utenti hanno acquistato 3 prodotti.

In termini di durata del conferimento:

- 15 utenti hanno capacità per il servizio pluriennale, acquistata nell'anno termico 2024-2025 e/o in quello precedente;
- 85 utenti hanno acquistato capacità annuale.

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi nell'anno termico 2024-2025 sono risultati pari a:

- circa 16,8 G(m³), di cui 9,6 in erogazione e 7,2 in iniezione per Stogit;
- poco più di 1,4 G(m³), di cui circa 0,8 in erogazione e 0,4 in iniezione per Edison Stoccaggio;
- poco più di 0,57 G(m³), di cui circa 0,32 in erogazione e 0,25 in iniezione per Ital Gas Storage.

Distribuzione

Come negli anni scorsi, nell'ambito dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati è stato chiesto agli esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi in merito all'attività svolta nel 2024 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria l'anno precedente per il 2023. Nelle pagine che seguono devono quindi essere considerati provvisori tutti i dati riguardanti il 2024.

Ogni anno il questionario viene somministrato sia alle imprese presenti nell'Anagrafica operatori alla data del 31 dicembre dell'anno precedente, sia a quelle che, pur non essendo più attive a tale data, avevano fornito i dati in via preconsuntiva nell'Indagine dell'anno prima, per ottenere la conferma o la rettifica dei dati inviati. Quest'anno, quindi, i questionari sono stati sottoposti a 193 imprese, 191 delle quali hanno risposto¹¹.

Prima di illustrare i risultati dell'Indagine è opportuno, come di consueto, descrivere le operazioni societarie che hanno interessato gli esercenti nel 2024. Anche nel 2024, vi sono state molteplici operazioni di cessione/acquisizione relative all'attività di distribuzione gas. In particolare:

- come già menzionato lo scorso anno, il 1° gennaio 2024 ASM Vercelli (Gruppo IREN) ha acquisito da Romeo2 (Gruppo Ascopiave) l'attività di distribuzione gas in 9 comuni della provincia di Vercelli (Albano Verellese, Carisio, Greggio, Olcenengo, Oldenico, San Germano Vercellese Frazione Strella, Quinto Vercellese, Tronzano Vercellese, Villarboit);
- come già menzionato lo scorso anno, il 1° gennaio 2024 IRETI Gas (Gruppo IREN) ha acquisito da Romeo2 (Gruppo Ascopiave) le attività di distribuzione gas relative a due comuni in provincia di Savona (Albenga e Ceriale);
- il 1° gennaio 2024 Giudicarie Gas ha acquisito da Romeo Gas (Gruppo Ascopiave) l'attività di distribuzione gas relativa a due comuni in provincia di Trento (Borgo Chiese e Pieve di Bono-Prezzo);

¹¹ Non hanno risposto all'Indagine le società Nuceria Distribuzione Gas (relativamente al 2023) e Vergas (relativamente al 2024).

- il 1° febbraio 2024 Italgas Reti, in esito a gara, ha acquisito da Bim Belluno Infrastrutture l'attività di distribuzione gas in 34 comuni della Provincia di Belluno;
- il 1° luglio 2024 INRETE (Gruppo Hera) ha acquisito da Soelia l'attività di distribuzione del gas nel comune di Argenta (FE);
- il 1° ottobre 2024 V-Reti (Gruppo AGSM-AIM) ha acquisito da AP Reti Gas l'attività di distribuzione del gas nel Comune di Creazzo (VI);
- il 28 ottobre 2028 C.I.S. Costruzioni Industriali Stradali ha acquisito da Nuceria Distribuzione Gas l'attività di distribuzione del gas nel Comune di Nocera Superiore (SA);
- il 1° novembre 2024 COSVIM ha acquisito da Molise Gestioni l'attività di distribuzione del gas nel Comune di Roccanova (PZ);
- il 15 dicembre 2024 LG Impianti 2023 ha acquisito l'attività di distribuzione del gas nel Comune di Nocera Superiore da C.I.S. Costruzioni Industriali Stradali.

Vi sono state inoltre le seguenti incorporazioni societarie:

- il 1° gennaio 2024, nell'ambito del Gruppo Nebrodi Gas, SI Gas Distribuzione ha incorporato SI Gas S. Agata;
- il 31 dicembre 2024 GP Infrastrutture ha incorporato Rete Gas Fidenza.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2024, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.9), mostra in primo luogo l'importanza degli enti pubblici, che risultano possedere il 32,9% delle quote delle società di distribuzione, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente (-0,6%); presentano un calo più contenuto (-0,2%) le imprese energetiche locali (12,1%), mentre le imprese energetiche nazionali (14,2%) presentano un aumento (+0,3%).

TAV. 3.9 *Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2023	2024
Enti pubblici	33,5%	32,9%
Imprese energetiche locali	12,3%	12,1%
Imprese energetiche nazionali	13,9%	14,2%
Imprese energetiche estere	0,4%	0,4%
Società diverse	27,8%	26,6%
Istituti finanziari nazionali	0,1%	0,1%
Istituti finanziari esteri	0,3%	0,3%
Mercato	0,0%	0,0%
Persone fisiche	11,7%	13,5%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Risultano invariate le quote di altre tre categorie (imprese energetiche estere, 0,4%, istituti finanziari esteri, 0,3%, istituti finanziari nazionali, 0,1%), mentre aumentano le quote delle persone fisiche (dall'11,7% al 13,5%). Presentano invece una diminuzione le società diverse dalle precedenti (dal 27,8% al 26,6%). I soggetti esteri provengono dal Lussemburgo (partecipazioni in 2i Rete Gas, Energetica e Mediterranea Energia Ambiente), dall'Olanda (quote di Liqueigas), dalla Francia (partecipazioni in Compagnia Ricerche Metano e Liqueigas) e dall'Austria (partecipazioni in Südtirolgas).

TAV. 3.10 Attività dei distributori nel periodo 2014-2024

OPERATORI ^(A)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
NUMERO	228	226	218	210	208	197	193	186	186	187	183
Molto grandi	8	8	8	7	7	7	6	6	6	6	6
Grandi	22	22	20	20	19	19	22	22	22	22	22
Medi	20	22	22	22	22	21	19	20	20	20	20
Piccoli	117	114	110	104	101	97	96	89	91	91	89
Piccolissimi	61	60	58	57	59	53	50	49	47	48	46
VOLUME DISTRIBUITO M(m³)	29.470	31.184	31.078	31.654	32.116	31.243	30.075	32.247	28.299	25.604	25.804
Molto grandi	17.414	18.375	19.511	19.967	32.188	20.189	18.585	19.967	17.842	15.968	16.127
Grandi	6.754	7.099	5.843	5.941	20.523	5.816	6.814	7.512	6.263	5.761	5.906
Medi	2.020	2.228	2.240	2.407	6.059	2.254	1.878	1.926	1.734	1.607	1.592
Piccoli	3.105	3.297	3.290	3.141	2.446	2.804	2.643	2.691	2.328	2.150	2.057
Piccolissimi	176	184	194	198	2.968	180	154	151	131	118	121

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti. Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000. Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000. Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000. Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti. Il numero degli operatori attivi è dato dal numero dei rispondenti all'Indagine annuale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2024 la suddivisione dei distributori in base al numero dei clienti serviti (Tav. 3.10) mostra la presenza di 6 distributori molto grandi (oltre 500.000 clienti), 22 distributori grandi (numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), 20 distributori medi (50.000-100.000 clienti), 89 piccoli (5.000-50.000 clienti) e 46 piccolissimi (meno di 5.000 clienti). Complessivamente la frammentazione è leggermente diminuita, poiché, a fronte dell'invarianza del numero di distributori medio-grandi, è diminuito il numero dei piccoli (2 unità in meno) e dei piccolissimi operatori (2 unità in meno).

I volumi complessivamente distribuiti sono lievemente aumentati rispetto all'anno precedente (+0,8%), ma risultano inferiori di quasi il 30% rispetto al massimo storico, essendo scesi al livello della metà degli anni '90. Anche se il numero delle imprese con più di 100.000 clienti è lievemente sceso nell'ultimo decennio (28 unità, dalle 30 che si registravano nel 2014), la quota di queste società è rimasta sostanzialmente stabile intorno all'82% fino al 2018, per poi salire gradualmente all'85,4% del 2024. Le medie imprese sono rimaste praticamente invariate sia in termini di numero (circa venti unità) che di volumi distribuiti (poco più del 6%), mentre le piccole e le piccolissime imprese hanno ridotto sensibilmente sia la loro numerosità (da 178 a 135) sia la quota di volumi erogati (dall'11% all'8,4%).

Complessivamente gli operatori attivi nel 2024 hanno distribuito 25,8 G(m³), con un aumento di 0,2 G(m³) rispetto all'anno precedente, a 21,8 milioni di clienti finali¹². Il servizio è stato gestito attraverso 6.521 concessioni in 7.410 Comuni (Tav. 3.11).

Dall'analisi territoriale dei dati emerge un lieve incremento della concentrazione dei consumi: al primo posto si collocano, come sempre, le grandi regioni del Nord (Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Piemonte), nelle

12 Individuati mediante il numero dei gruppi di misura attivi.

quali viene distribuito il 63,3% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 18,9%, mentre il restante 17,8% viene distribuito nelle altre parti d'Italia, con quote regionali inferiori al 3%.

TAV. 3.11 Attività di distribuzione per regione nel 2024 (volumi in M(m³), clienti in migliaia, volumi unitari in m³)

REGIONE	COMUNI SERVITI	NUMERO CONCESSIONI	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI	VOLUMI UNITARI
Piemonte	25	1908	1095	2.866	912	11,1%	8,7%	1.502
Valle d'Aosta	1	22	25	35	1	0,1%	0,1%	1.604
Lombardia	45	4513	1606	7.074	1389	27,4%	20,7%	1.568
Trentino-Alto Adige	9	270	169	620	192	2,4%	1,2%	2.295
Veneto	21	1985	655	3.181	469	12,3%	9,1%	1.603
Friuli-Venezia Giulia	9	508	198	725	142	2,8%	2,3%	1.429
Liguria	6	822	162	646	156	2,5%	3,8%	786
Emilia-Romagna	17	2118	385	3.211	316	12,4%	9,7%	1.516
Toscana	9	1529	254	1.755	250	6,8%	7,0%	1.148
Umbria	10	335	95	383	80	1,5%	1,5%	1.142
Marche	27	639	229	661	197	2,6%	2,9%	1.033
Lazio	11	2187	339	1.510	311	5,9%	10,0%	690
Abruzzo	21	615	310	533	289	2,1%	2,8%	866
Molise	8	121	138	94	133	0,4%	0,6%	776
Campania	15	1321	489	795	491	3,1%	6,0%	602
Puglia	10	1314	264	827	254	3,2%	6,0%	630
Basilicata	9	194	133	160	130	0,6%	0,9%	826
Calabria	6	393	388	216	357	0,8%	1,8%	549
Sicilia	12	1026	365	509	341	2,0%	4,7%	496
Sardegna	1	16	111	4	111	0,0%	0,1%	274
ITALIA	-	21.834	7.410	25.804	6.521	100,0%	99,9%	1.182

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Anche il raggruppamento delle regioni nelle consuete ripartizioni di Nord, Centro, Sud e Isole mostra un lieve incremento della concentrazione dei consumi: al Nord viene erogato il 71,1% del gas distribuito a livello nazionale a 12,1 milioni di clienti (il 55,6% del totale nazionale); seguono il Centro con il 19,1%, erogato a 5,4 milioni di clienti (il 24,9% del totale) e infine il Sud e le Isole, con il 9,7% del gas distribuito a 4,3 milioni di clienti (il 19,5% del totale nazionale).

Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale distribuzione gas dell'Autorità, nel 2024 sono state metanizzate 22 nuove località, di cui 14 rifornite da serbatoi di GNL.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 272.175 km di rete (di cui, nel 2024, 303 non in funzione): il 57,1% in bassa pressione, il 42,3% in media pressione e lo 0,6% in alta pressione (Tav. 3.12). La lunghezza

delle reti è cresciuta di circa 1.000 km rispetto al 2023. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.921 cabine e 104.363 gruppi di riduzione finale.

Il 57,1% delle reti (155.475 km) è collocato al Nord, il 22,6% al Centro (61.600 km) e il restante 20,2% (55.100 km) si trova al Sud e nelle Isole.

Mediamente i distributori possiedono l'81,4% delle reti che gestiscono, mentre i Comuni ne possiedono il 17,4%. Le quote di proprietà variano sensibilmente da regione a regione. Occorre comunque ricordare che esistono soggetti, diversi dal distributore e dal Comune, cui le reti possono appartenere: per questo la somma delle due percentuali può differire dal 100%.

TAV. 3.12 Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2024 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km)

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	835	7.265	108	13.059	11.826	93,8%	4,6%
Valle d'Aosta	5	64	0	219	208	98,8%	0,7%
Lombardia	1.794	16.341	123	15.327	33.422	79,6%	16,9%
Trentino-Alto Adige	243	21.986	198	2.339	2.267	92,3%	7,5%
Veneto	700	15.207	264	11.652	19.264	80,9%	18,7%
Friuli-Venezia Giulia	131	1.960	5	2.341	5.293	69,0%	30,4%
Liguria	82	2.857	5	2.202	4.077	97,9%	1,8%
Emilia-Romagna	514	7.859	210	17.785	13.281	75,8%	24,0%
Toscana	332	10.218	203	7.042	10.163	87,3%	12,7%
Umbria	190	1.981	101	2.097	3.447	59,9%	40,1%
Marche	137	2.337	21	4.772	4.805	61,9%	29,7%
Lazio	336	2.322	181	7.907	8.078	66,6%	33,4%
Abruzzo	213	2.162	4	5.145	5.183	73,2%	26,7%
Molise	95	413	1	1.246	1.204	81,5%	18,4%
Campania	363	6.117	52	5.297	8.622	83,9%	16,0%
Puglia	247	1.912	116	3.812	8.984	92,0%	7,8%
Basilicata	114	486	1	1.122	1.691	55,7%	43,7%
Calabria	263	932	52	4.378	3.690	92,2%	7,7%
Sicilia	225	1.845	81	5.663	9.210	95,3%	4,4%
Sardegna	102	99	0	1.757	572	100,0%	0,0%
ITALIA	6.921	104.363	1.727	115.162	155.287	81,4%	17,4%
di cui non in funzione	-	-	11	205	87	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso (Tav. 3.13) viene effettuata sulla base delle categorie entrate in vigore nel 2013. Definite nell'ambito della riforma del *settlement*¹³, tali categorie sono state adottate con lo scopo di attribuire agli utenti del servizio di bilanciamento i quantitativi di gas dai clienti finali i cui consumi non vengono misurati giornalmente e sono individuate in base a profili temporali di consumo standard.

TAV. 3.13 *Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2024 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³)*

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	1,33%	18,92%	16.839
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	48,44%	8,82%	215
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	48,87%	42,24%	1.021
C4	Uso condizionamento	0,04%	0,02%	680
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,11%	0,18%	1.981
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,11%	4,93%	55.380
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,11%	24,88%	26.549
	TOTALE	100,00%	100,00%	1.182

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Vi sono due categorie dominanti in termini di numerosità. Quasi la metà dei clienti (il 48,87%) utilizza il gas sia per il riscaldamento sia per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria (codice C3); tale categoria, che preleva quasi la metà (42,24%) del gas complessivamente distribuito in Italia, ha un consumo unitario di 1.021 m³/anno, superiore del 3,5% a quello rilevato per il 2023 (987 m³).

La seconda tipologia più diffusa, anch'essa prossima alla metà dei clienti (48,44%) è la C2, che prevede l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o la produzione di acqua calda. Il gas complessivamente distribuito a questa categoria è pari all'8,82% del totale, per un consumo unitario di 215 m³, sostanzialmente allineato all'anno precedente (213 m³). Gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1), perlopiù impianti termici centralizzati, sono una piccola quota dei clienti totali (1,33%), ma assorbono quasi un quinto del gas distribuito (18,93%), con un consumo unitario di 16.839 m³ che presenta un aumento (+2,7%) rispetto all'anno precedente (16.402 m³), il quale spiega anche l'aumento nei riscaldamenti individuali. Le aziende con usi tecnologici (artigianali e industriali) rappresentano solo lo 0,11% dei clienti e il 4,93% dei prelievi; il loro consumo unitario, ovviamente elevato, è pari a 55.380 m³, che risulta però in calo (-12,4%) rispetto all'anno precedente (63.212 m³). Un quarto del gas distribuito (il 24,88%) viene impiegato da soggetti aventi usi sia tecnologici sia di riscaldamento (codice T2), il cui consumo medio è pari a 26.549 m³, anch'esso in aumento (+4,8%) rispetto al 2023 (25.331 m³). Rimangono estremamente marginali gli utilizzi per condizionamento, pari allo 0,04% dei clienti e allo 0,02% dei volumi assorbiti; si rileva una diminuzione del loro consumo unitario (680 m³ rispetto ai 705 del 2023, -3,6%), che, unita agli aumenti nei consumi unitari per riscaldamento, conferma un andamento termico più freddo dell'anno precedente. Infine, considerando l'insieme di tutte le categorie sopra descritte, emerge un consumo pro capite medio di 1.182 m³/anno, in aumento dell'1% rispetto ai 1.170 m³ rilevati per il 2023.

¹³ Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

La tavola 3.14 mostra come si ripartiscono i clienti e i volumi in base all'entità del prelievo annuo. Le prime due classi che, data l'esiguità del consumo (al massimo pari a 480 m³ all'anno), riguardano principalmente consumi di prima necessità, comprendono più della metà dei clienti (52,89%), ma assorbono solo l'8,63% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di clienti (38,72%) sia di volumi (28,09%) è quella relativa ai consumi tra 481 e 1.560 m³; in essa ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che, conformemente a quanto appena visto nei dati per categoria d'uso, impiegano il gas per il riscaldamento dei locali e per la produzione di acqua calda o la cucina. I riscaldamenti centralizzati e gli usi produttivi del gas sono prevalentemente compresi nelle ultime quattro classi che, pur essendo relativamente poco popolate (tutte insieme annoverano solo l'1,63% dei clienti), assorbono la metà del gas complessivamente distribuito (50,27%).

TAV. 3.14 *Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2024 in migliaia; volumi prelevati in M(m³))*

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA ATTIVI	VOLUMI	QUOTA SUI GRUPPI DI MISURA ATTIVI	QUOTA SUI VOLUMI
0-120	8.721	6.909	4.642	207	21,26%	0,80%
121-480	7.008	6.994	6.907	2.020	31,63%	7,83%
481-1.560	8.535	8.514	8.454	7.248	38,72%	28,09%
1.561-5.000	1.482	1.481	1.476	3.358	6,76%	13,01%
5.001-80.000	341	341	339	5.022	1,55%	19,46%
80.001-200.000	10	10	10	1.163	0,04%	4,51%
200.001-1.000.000	5	5	5	2.279	0,02%	8,83%
Oltre 1.000.000	2	2	2	4.507	0,01%	17,47%
TOTALE	26.104	24.256	21.834	25.804	100,00%	100,00%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nella tavola le quote dei clienti per ciascuna classe di prelievo sono calcolate in base al numero dei gruppi di misura attivi¹⁴. Considerando il numero totale dei gruppi di misura installati, si ottiene un valore più elevato di circa 2,4 milioni di unità, condensate (93,6%) nella fascia di prelievo più piccola, mentre se si considera il numero complessivo di punti di riconsegna¹⁵, si ottiene un ulteriore ampliamento della platea di circa 1,8 milioni di unità, ancora più concentrate (98%) nella prima fascia di prelievo. Salvo dove non diversamente specificato, nel paragrafo i clienti sono conteggiati in termini di gruppi di misura attivi.

La tavola 3.15 offre un dettaglio della ripartizione dei prelievi e dei punti di misura dei clienti, suddivisi per fascia di consumo annuo e per le diverse tipologie settoriali individuate nel Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas (TIVG)¹⁶. Nel 2024 sono presenti nel settore 20,4 milioni di clienti domestici che hanno prelevato

¹⁴ Il gruppo di misura (GdM), o misuratore, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, la misura del gas e il collegamento all'impianto interno del cliente finale; esso comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

¹⁵ Il punto di riconsegna è l'elemento di confine tra l'impianto di distribuzione dell'impresa e l'impianto interno del cliente finale, nel quale può essere installato il gruppo di misura.

¹⁶ Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e s.m.i.

11,8 G(m³), ovvero il 45,8% di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del domestico in senso stretto si aggiungono quelli dei condomini domestici, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la significativa quota del 53,6% di tutto il gas distribuito in Italia e il 94,5% dei clienti totali.

TAV. 3.15 *Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2024 in migliaia; volumi prelevati in M(m³))*

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	GRUPPI DI MISURA ATTIVI				VOLUMI			
	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI
0-120	4.460,8	9,4	10,0	161,4	20,9	0,3	0,2	5,0
121-480	6.686,2	9,1	6,8	205,0	1.952,4	2,6	2,0	62,7
481-1.560	8.084,9	15,3	12,1	341,9	6.905,8	14,8	11,4	315,5
1.561-5.000	1.189,8	38,8	14,0	233,2	2.530,3	129,9	41,5	656,2
5.001-80.000	25,1	110,6	19,3	184,2	201,1	1.664,9	320,5	2.835,8
80.001-200.000	0,1	1,2	0,8	7,6	6,6	135,8	91,6	929,4
200.001-1.000.000	0,0	0,2	0,404	4,9	8,9	50,4	162,5	2.056,8
Oltre 1.000.000	0,0	0,0	0,1	1,5	6,1	11,6	283,6	4.205,5
TOTALE	20.446,9	184,5	63,4	1.139,6	11.813,0	2.010,3	913,4	11.066,9

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Poco meno di un 1 G(m³) (il 3,5% del totale) è stato prelevato dalle attività di servizio pubblico (0,3% dei clienti), definite come strutture pubbliche o private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. I consumatori rimanenti ("altri usi") rappresentano il 5,2% dei clienti e il 42,9% dei volumi distribuiti. I consumi pro capite che emergono da questi dati sono compatibili con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 578 m³ per i clienti domestici, 10.893 per i condomini, 14.402 per le attività di servizio pubblico e 9.711 per gli "altri usi". Nell'ambito dei domestici (in senso stretto), la classe di consumo più popolata è quella da 481 a 1.560 m³/anno: vi ricade il 39,5% dei clienti e il 58,5% dei volumi di tale categoria, con un consumo medio unitario di 858 m³/anno. Segue la classe inferiore (121-480 m³/anno), con il 32,7% dei clienti ma solo il 16,5% dei volumi, mentre risulta ancora meno rilevante la prima classe (0-120 m³/anno), che pur annoverando oltre un quinto dei clienti domestici (21,8%) assorbe solo l'1,7% dei consumi degli stessi.

Per quanto riguarda i condomini con uso domestico, gran parte (59,9%) ricade nella classe di consumo 5.001-80.000 m³/anno, che assorbe ben l'82,8% dei volumi prelevati da questa seconda categoria, per un consumo unitario di 15.059 m³/anno. Nella medesima classe di consumo ricade anche la quota principale (30,4%) delle utenze relative ad attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 35,1% del gas utilizzato da questa categoria. Infine, per quanto riguarda la tipologia residuale "altri usi", la classe di consumo principale in termini di numerosità (30%) è la terza (da 481 a 1.560 m³/anno), ma assorbe solo il 2,9 dei consumi di questi clienti; più rilevante la classe da 5.000 a 80.000 m³/anno, con il 16,2% dei clienti, il 25,6% dei volumi e un consumo unitario prossimo a

quello dei riscaldamenti centralizzati (15.397 m³), mentre considerando i volumi si rileva la prevalenza (38%) della fascia più grande (oltre 1 milione di m³), a cui corrisponde un consumo *pro capite* di 2,8 M(m³)/anno.

L'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio settoriale e geografico (Tav. 3.16) consente di apprezzare come i valori medi visti per l'Italia nel suo complesso siano in realtà abbastanza differenziati territorialmente, con consumi unitari medi che — per il complesso delle tipologie di clienti — al Nord (1.512 m³) sono oltre il doppio (2,57 volte) di quelli osservati al Sud e nelle Isole (589 m³), mentre quelli del Centro assumono valori intermedi (909 m³). La variabilità climatica del territorio italiano, le differenze urbanistiche e il diverso grado di metanizzazione delle varie aree del Paese spiegano gran parte della eterogeneità nei prelievi regionali di gas.

TAV. 3.16 Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2024 (clienti in migliaia e volumi in M(m³))

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.786,5	1.312,2	16,1	223,3	5,5	101,5	99,6	1.229,3
Valle d'Aosta	20,5	16,1	0,2	2,7	0,1	1,2	1,1	15,1
Lombardia	4.225,9	3.238,5	38,1	551,1	13,1	250,4	235,5	3.034,0
Trentino-Alto Adige	252,8	283,7	2,3	48,3	0,8	21,9	14,1	265,8
Veneto	1.858,4	1.456,2	16,8	247,8	5,8	112,6	103,6	1.364,2
Friuli-Venezia Giulia	475,5	332,1	4,3	56,5	1,5	25,7	26,5	311,1
Liguria	769,8	295,8	6,9	50,3	2,4	22,9	42,9	277,1
Emilia-Romagna	1.983,3	1.470,0	17,9	250,2	6,2	113,7	110,5	1.377,2
Toscana	1.431,8	803,3	12,9	136,7	4,4	62,1	79,8	752,5
Umbria	313,8	175,1	2,8	29,8	1,0	13,5	17,5	164,1
Marche	598,7	302,4	5,4	51,5	1,9	23,4	33,4	283,3
Lazio	2.048,4	691,1	18,5	117,6	6,4	53,4	114,2	647,5
Abruzzo	575,9	243,9	5,2	41,5	1,8	18,9	32,1	228,5
Molise	112,9	42,8	1,0	7,3	0,4	3,3	6,3	40,1
Campania	1.236,9	363,8	11,2	61,9	3,8	28,1	68,9	340,8
Puglia	1.230,6	378,8	11,1	64,5	3,8	29,3	68,6	354,9
Basilicata	181,5	73,3	1,6	12,5	0,6	5,7	10,1	68,7
Calabria	368,2	98,9	3,3	16,8	1,1	7,6	20,5	92,7
Sicilia	960,4	232,8	8,7	39,6	3,0	18,0	53,5	218,1
Sardegna	14,9	2,0	0,1	0,3	0,0	0,2	0,8	1,9
ITALIA	20.446,9	11.813,0	184,5	2.010,3	63,4	913,4	1.139,6	11.066,9

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Le diversità indicate si riscontrano per tutte le categorie di clienti considerate. La differenziazione è massima per i condomini, che consumano in media 16.138 m³ al Nord, 6.829 al Centro e 1.126 al Sud, anche a causa delle diversità nel parco edilizio. Seguono i divari mostrati dalle attività produttive ("altri usi"), con 13.401 m³ al Nord, 6.713 al Centro e 3.018 al Sud, per effetto della differente presenza sul territorio imprese di taglia medio-piccola, tipicamente servite dalle reti di distribuzione. Più contenuta la variabilità dei domestici, i cui consumi *pro capite* sono di 675 m³ al Nord, 487 al Centro e 416 al Sud. Una differenziazione ancora meno marcata emerge per le attività di servizio pubblico, con consumi unitari di 15.046 m³ al Nord, 15.539 al Centro e 11.119 al Sud.

La tavola 3.17 mostra la tecnologia dei gruppi di misura del gas, con la ripartizione della loro numerosità¹⁷ tra le principali tipologie al 31 dicembre 2024, evidenziando anche il loro grado di accessibilità fisica¹⁸. Per quanto riguarda i gruppi di misura tradizionali, che necessitano di essere visionati in loco per raccogliere il dato di misura dei consumi, la quota direttamente accessibile da parte del personale incaricato delle rilevazioni è pari al 42,3%. Anche per ovviare alle difficoltà di accesso, l'Autorità ha disciplinato la graduale sostituzione degli apparecchi tradizionali con gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione a partire dal 2008. Nel corso del tempo, in considerazione dei ritardi registrati nel processo di installazione, l'Autorità è intervenuta rivedendo le tempistiche e individuando forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione.

TAV. 3.17 Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2024 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m³))

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI	TOTALE GRUPPI DI MISURA	VOLUMI ^(C)
ELETTRONICI					
Fino a G6	8.611,0	3.324,4	8.200,6	20.135,9	10.857
G6	155,0	55,3	91,7	302,0	629
Da G6 a G25	142,0	54,0	63,6	259,6	1.432
G25	46,9	27,5	28,3	102,8	1.131
G40	22,9	15,0	16,3	54,2	1.001
Oltre G40	26,8	16,4	24,2	67,4	9.012
Totale elettronici	9.004,7	3.492,5	8.424,7	20.921,9	24.062
TRADIZIONALI					
Fino a G6	1.338,9	362,3	1.471,5	3.172,6	1.353
G6	64,9	18,1	63,0	146,0	155
Da G6 a G25	4,4	1,5	3,4	9,4	18
G25	0,7	0,4	0,9	2,1	10
G40	0,6	0,3	0,6	1,5	18
Oltre G40	0,8	0,5	1,6	2,9	188
Totale tradizionali	1.410,4	383,0	1.541,0	3.334,4	1.742
TOTALE GRUPPI DI MISURA	10.415,1	3.875,6	9.965,7	24.256,3	25.804

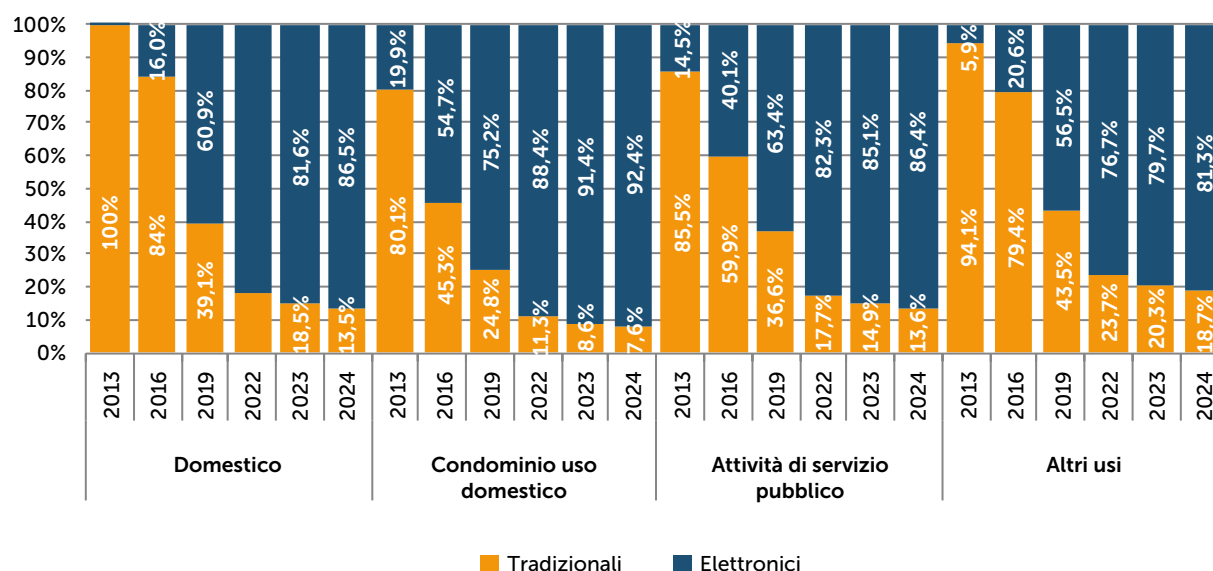
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

¹⁷ Numero totale, comprensivo dei gruppi di misura non attivi.

¹⁸ La definizione di "accessibile", "non accessibile" o "parzialmente accessibile" dipende dalla possibilità che il segnante del misuratore, ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori, sia consentito liberamente o meno. Più precisamente: il misuratore è definito "accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica; è definito "non accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna o di altra persona da questi incaricata; è definito "con accessibilità parziale" quando l'impresa di distribuzione può normalmente accedere al misuratore in presenza di persona che consenta l'accesso al luogo in cui il misuratore è installato.

L'installazione dei misuratori elettronici prosegue, anche se a ritmi inferiori al passato. Nel corso del 2024 il loro numero è aumentato del 2%, grazie all'installazione di circa 0,4 milioni di apparecchi. Alla fine del 2024 risulta dotato di misuratore elettronico del gas l'86,2% dei clienti; primeggiano come sempre i condomini, con il 92,4%, mentre risultano lievemente più indietro (81,3%) i clienti con altri usi (Fig. 3.10).

FIG. 3.10 Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'attività di rilevazione dei dati di misura svolta dai distributori è riassunta nella tavola 3.18, che riporta la ripartizione percentuale dei clienti, distinti per classe di consumo annuo, in base alla frequenza della rilevazione dei loro consumi. La numerosità dei tentativi di raccolta dei dati di misura dipende dall'entità del consumo annuo del cliente: la lettura più frequente, giornaliera o mensile, è riservata ai clienti con i consumi più elevati, mentre i consumatori più piccoli sono oggetto di rilevazioni a intervalli plurimensili o annuali.

TAV. 3.18 Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2024

CLASSI DI CONSUMO ANNUO (m³)	GRUPPI DI MISURA CON RILEVAZIONE						TOTALE
	1 VOLTA L'ANNO	2 VOLTE L'ANNO	3 VOLTE L'ANNO	PIÙ DI 3 VOLTE L'ANNO	MENSILE	GIORNALIERA	
0-500	70,0%	7,4%	1,6%	2,0%	17,9%	1,1%	100,0%
501-1.500	3,5%	35,3%	32,6%	7,3%	19,4%	1,9%	100,0%
1.501-5.000	0,7%	2,2%	53,9%	15,0%	20,7%	7,4%	100,0%
> 5.000	1,0%	0,5%	1,3%	0,8%	26,5%	69,9%	100,0%
TOTALE	37,8%	17,6%	17,6%	5,0%	18,8%	3,1%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I clienti con consumi molto contenuti (fino a 500 m³/anno) sono in gran parte (70%) oggetto di un solo tentativo di rilevazione all'anno; una parte significativa è oggetto di lettura mensile (17,9%), mentre solo piccole percentuali di tali clienti hanno avuto altre frequenze di rilevazione. Oltre due terzi dei clienti con consumo annuo compreso tra 501 e 1.500 m³ è stata oggetto di rilevazione semestrale o quadrimestrale (circa un terzo ciascuna), mentre

un quinto (19,4%) ha avuto rilevazioni mensili. Oltre la metà (53,9%) dei clienti di media dimensione (1.501-5.000 m³/anno) ha avuto lettura quadrimestrale (tre volte l'anno), una quota significativa (15%) ha avuto più di tre rilevazioni, un quinto (20,7%) è stato rilevato mensilmente, mentre la piccola quota di tali clienti (meno del 3%) con bassa frequenza di lettura (meno di tre volte l'anno) è più che compensata da quella con frequenza addirittura giornaliera (7,4%). Ancora migliori e completamente diverse le tempistiche per i clienti più grandi (oltre 5.000 m³/anno): oltre un quarto (26,5%) ha rilevazione mensile e più di due terzi (69,9%) ha la rilevazione quotidiana (realizzata ovviamente con strumentazione elettronica).

Esaminando i totali, si può osservare che la misura giornaliera riguarda il 3,1% dei clienti (che consumano, però, il 44,7% dei volumi di gas distribuiti); la rilevazione a cadenza mensile avviene per il 18,8% dei consumatori (17,5% dei volumi distribuiti); i clienti con un numero di letture inferiore a 12, ma superiore a 3, sono il 5% (4,1% dei consumi); la rilevazione semestrale (2 volte all'anno) riguarda il 17,6% dei clienti (10,6% dei volumi), mentre infine la rilevazione annuale riguarda ancora oltre un terzo dei clienti (37,8%), che assorbono però solo il 7% dei consumi.

TAV. 3.19 *Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2024 (volumi in M(m³))*

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2023
Italgas	6.893	26,7%	1°
2i Rete Gas	5.234	20,3%	2°
A2A	2.162	8,4%	3°
Hera	2.053	8,0%	4°
Ascopiave	1.431	5,5%	5°
Iren	1.174	4,5%	6°
Estra	690	2,7%	7°
Agsa Aim	514	2,0%	8°
Acinque	438	1,7%	9°
Eg Holding	363	1,4%	10°
Dolomiti Energia	278	1,1%	11°
Gruppo Enercom	257	1,0%	12°
Aimag	214	0,8%	13°
Gas Plus	200	0,8%	15°
Sime Crema	199	0,8%	16°
Gas Rimini	193	0,7%	14°
Selfin	185	0,7%	17°
Lucca Holding	158	0,6%	19°
Gruppo Amga Legnano	152	0,6%	18°
Marche Multiservizi	108	0,4%	20°
Altri	2.905	11,3%	-
TOTALE	25.804	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola 3.19 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2024 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente.

I soggetti sono gli stessi dell'anno precedente, vi è solo qualche lieve cambio in graduatoria nelle ultime posizioni. Il gruppo Italgas occupa, come di consueto, il primo posto, con una quota del 26,7%, in diminuzione di 0,2 punti rispetto al 2023. Il secondo gruppo, che è 2i Rete Gas, segue con una quota non molto distante, il 20,3%, stabile. Nella seconda metà del 2024 tale gruppo (già Enel Rete Gas) è stato oggetto di acquisizione da parte di Italgas. Segue A2A, con una quota dell'8,4%, in crescita di 0,3 punti, e Hera, con l'8%, con un incremento marginale (0,1), dopodiché si trovano Ascopiave e Iren, con quote intorno al 5% e quasi invariate rispetto al 2023. I gruppi che seguono hanno volumi inferiori alla soglia del miliardo di metri cubi e, così come i precedenti, quelli fino al tredicesimo posto confermano la graduatoria dell'anno precedente. Tra i successivi, tutti con quote ampiamente inferiori all'1%, Gas Plus e Sime Crema scalano una posizione a scapito di Gas Rimini, che ne perde due, mentre Lucca Holding sale di una posizione, a scapito di Gruppo Amga Legnano.

Nel 2024 i primi venti gruppi hanno distribuito l'88,7% del totale dei volumi erogati, 0,4 punti in più dell'anno precedente. Emergono lievissimi aumenti nella misura del grado di concentrazione, che si registrano nell'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, salita dal 55,2% al 55,4%), nell'indice C5 (quota dei primi cinque gruppi, passata dal 68,6% al 68,9%), mentre invece risulta quasi invariato l'indice HHI, che è passato da 1335,8 a 1334,5 (tale parametro può assumere valori compresi tra 0, in caso di concorrenza perfetta teorica, e 10.000, in caso di massima concentrazione, che corrisponde alla presenza di un solo operatore).

Connessioni

I dati relativi alle connessioni si differenziano a seconda che si tratti di collegamenti con le reti di trasporto o di allacciamenti alla rete di distribuzione. Per ciascuna di queste tipologie, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate nel corso dell'anno e al tempo medio trascorso per ottenerle, al netto di quello necessario per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale che ha richiesto la connessione. Il tempo medio è misurato in numero di giorni lavorativi impiegati per la realizzazione del punto e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di prelievo, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

Nel 2024 sono state realizzate 64 connessioni con le reti di trasporto, di cui 58 alle condotte in alta pressione e 6 a quelle in media pressione (Tav. 3.20). Mediamente, è stata registrata un'attesa di 139,8 giorni lavorativi per le connessioni in alta pressione e di 14,4 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, è diminuito il numero di connessioni in alta pressione ed è aumentato quello relativo alle tubazioni in media pressione; in merito al tempo medio per la realizzazione dei collegamenti, vi è stato un incremento per le condotte in alta pressione (20 giorni lavorativi in più), mentre per quelle in media pressione vi è stata una forte contrazione. Poco meno della metà delle 64 connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 24 sulle 58 in alta pressione e 2 sulle 6 realizzate in media pressione).

Nel caso delle reti di distribuzione locale (Tav. 3.21) si è verificata una lieve diminuzione nel numero di connessioni realizzate: 59.236 nel 2024 rispetto alle 61.826 del 2023. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato le condotte in bassa pressione (94,2%) e la restante le tubazioni in media pressione, dal momento che nessuna connessione è stata effettuata alle condotte di distribuzione in alta pressione, come già negli ultimi anni. Si registra un aumento dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle tubazioni in media pressione (da 9,2 a 11,8 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle condotte in bassa pressione (da 34,1 a 36,7 giorni lavorativi).

In media, nel corso dell'anno ciascun distributore ha effettuato 295 connessioni alle condotte in bassa pressione. Se si escludono dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (26 soggetti), la media sale a 342 connessioni per distributore.

TAV. 3.20 Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

PRESSIONE	2023		2024	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	65	119,7	58	139,8
Media pressione	2	132,0	6	14,4
TOTALE	67	120,1	64	128,0

(A) Giorni lavorativi. Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

TAV. 3.21 Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento

PRESSIONE	2023		2024	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	58.504	9,2	55.771	11,8
Media pressione	3.322	34,1	3.465	36,7
Alta pressione	0	-	0	-
TOTALE	61.826	10,6	59.236	13,2

(A) Giorni lavorativi. Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Mercato all'ingrosso del gas

Il numero di imprese che hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di avere svolto l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2024 (anche per un periodo limitato dell'anno) è risultato pari a 930. Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori energetici 712 imprese (77%), 64 delle quali hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 14 a un'impresa di trasporto.

Delle 712 società che hanno partecipato all'indagine, 83 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 629 attive, 154 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 328 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 147, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti (Tav. 3.22).

Il gas commercializzato nel mercato complessivo della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) nel 2024 è stato pari a 274,3 G(m³). Poiché nel 2023 lo stesso valore era risultato pari a 256,9 G(m³), il mercato della vendita di gas ha registrato una crescita del 6,8%.

Il 56,4% di tale gas, cioè 154,6 G(m³), è stato intermediato dai grossisti, il 5%, cioè 13,7 G(m³), dai venditori puri e il 38,6%, cioè 106 G(m³), dagli operatori misti. Rispetto alle quantità intermedie nel 2023, gli operatori misti hanno perso terreno a vantaggio dei grossisti e dei venditori puri, la cui posizione relativa nel mercato totale è cresciuta (nel 2023 le loro quote erano pari, rispettivamente, al 52,7% e al 4,6% del totale).

TAV. 3.22 Numero di operatori e vendite nel 2024 (in M(m³))

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	154	-	154.600	138.922	154.600
Venditore puro	328	13.731	-	-	13.731
Operatore misto	147	32.236	73.758	51.365	105.994
Inattivo	83	-	-	-	-
TOTALE	712	45.967	228.358	190.287	274.325

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2024 il solo mercato all'ingrosso ha movimentato 228,4 G(m³) di gas che sono stati forniti per il 67,7% da grossisti puri e per il restante 32,3% da operatori misti. I quantitativi venduti nel mercato al dettaglio, poco meno di 46 G(m³), sono stati collocati per il 29,9% dai venditori puri e per il 70,1% da operatori misti. L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (nell'apposito paragrafo).

Il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso, 301 soggetti, è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2023¹⁹, mentre il volume di gas che hanno venduto nel solo mercato all'ingrosso è cresciuto di 16 G(m³) (7,6%), con il risultato che il volume medio unitario di vendita è aumentato dell'11%, passando da 682 a 759 M(m³). I dati testimoniano quindi una significativa ripresa di questo mercato, la prima dopo tre anni consecutivi di forte ridimensionamento, ma i volumi restano ancora distanti dal massimo, raggiunto nel 2020, quando nel mercato all'ingrosso furono intermediati 314,5 G(m³).

Come di consueto, le attività dei grossisti sono state analizzate suddividendo le imprese in grandi, medie, piccole e piccolissime (Tav. 3.23) in base al volume totale di vendita di ciascuna impresa, che può essersi realizzato sia nel mercato all'ingrosso sia nel mercato finale se l'operatore è di tipo "misto". Nel 2024 la classe delle imprese di grandi dimensioni conta due soggetti in più del 2023, quella delle imprese di medie dimensioni è diminuita di 3 unità, quella delle imprese di piccole dimensioni si è ridotta di 8 unità e quella delle imprese di piccolissime dimensioni è rimasta sostanzialmente invariata. Le otto imprese classificate tra quelle di grandi dimensioni sono le stesse sei dell'anno precedente – Edison, Eni Global Energy Markets, Enel Global Trading, Engie Global Markets, Engie Italia e Shell Energy Europe – a cui si sono aggiunte Vitol e EDF Trading. La classe dei medi ha registrato l'uscita di sei soggetti e l'ingresso di tre; quasi tutte le società uscite dalla classe sono passate nella classe dei piccoli, mentre Hera Comm non ha venduto all'ingrosso per una diversa organizzazione del gruppo societario²⁰.

¹⁹ Occorre sempre ricordare che il conteggio degli operatori – che è basato sulle imprese che rispondono all'Indagine annuale – è il fenomeno che più risente del diverso tasso di risposta all'Indagine da un anno all'altro.

²⁰ Nel 2024 una società ha azzerato le vendite all'ingrosso per una diversa organizzazione del gruppo societario cui appartiene e un'altra non ha effettuato l'invio dei dati alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*.

La maggior parte delle imprese (61%) che operano esclusivamente all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine sul 2024 sono società di diritto non italiano.

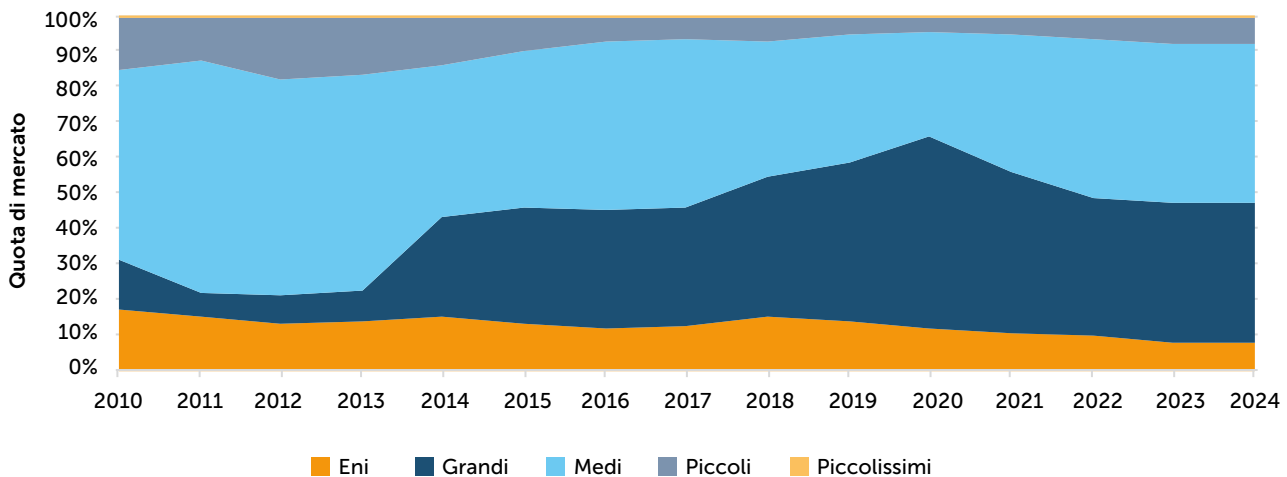
TAV. 3.23 Evoluzione del mercato all'ingrosso

OPERATORI ^(A) PER CLASSE DI VENDITA	2020	2021	2022	2023	2024
NUMERO	200	192	257	311	301
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	9	7	6	6	8
Medi	34	34	36	32	29
Piccoli	54	51	53	59	51
Piccolissimi	102	99	161	213	212
VOLUME VENDUTO G(M ³)	314,5	285,7	216,3	212,2	228,4
Eni	37,2	30,6	21,6	16,5	16,8
Grandi	169,7	129,3	83,5	83,4	103,4
Medi	92,1	111,2	97,2	95,4	91,4
Piccoli	14,1	13,3	12,1	15,0	14,6
Piccolissimi	1,4	1,3	1,9	2,0	2,2
VOLUME MEDIO UNITARIO M(M ³)	1.572	1.488	842	682	759
Eni	37.182	30.598	21.636	16.496	16.777
Grandi	18.858	18.475	13.912	13.892	12.927
Medi	2.708	3.271	2.700	2.981	3.153
Piccoli	262	261	228	254	286
Piccolissimi	14	13	12	9	10

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

FIG. 3.11 Quote del mercato all'ingrosso delle classi di venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il 7,3% (7,8% nel 2023) del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 45,3% dai grandi venditori (39,3% nel 2023), il 40% dai venditori medi (45% nel 2023). Le rimanenti 263 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 7,3% del mercato all'ingrosso (nel 2023 erano 272 e avevano rifornito l'8% del gas complessivamente venduto nel mercato all'ingrosso).

Dal 2014 al 2020 la fetta di mercato detenuta dai grandi venditori è andata allargandosi sempre più a discapito dei venditori di tutte le altre classi (Fig. 3.11). Dal 2022 la porzione di mercato servita dai venditori di media dimensione è divenuta la più elevata (45% del mercato all'ingrosso), e gli ultimi due anni hanno confermato tale tendenza.

Le variazioni societarie avvenute nel 2024 che sono state comunicate nell'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso sono riassunte nei punti seguenti:

- 11 imprese hanno avviato l'attività in corso d'anno;
- 3 imprese l'hanno cessata (Enet Holding, Antenore Energia e Unicoenergia), mentre una impresa, Egea Commerciale, l'ha ceduta a Egea Energie un'altra società del suo stesso gruppo;
- l'impresa Midagas si è estinta;
- nell'ambito del gruppo Canarbino, Gesam Gas & Luce ha incorporato Spigas Clienti e contestualmente ha cambiato la propria denominazione in Segnoverde; Edison Energia ha incorporato Energia Etica (in forma abbreviata, Enet) che già faceva parte del gruppo Edison; Hera Comm ha incorporato la società del gruppo Hera Comm Marche; Libarna Gas ha incorporato Eurogas e AGV Energy ha incorporato AGV Energy SAGL (società di diritto svizzero);
- 5 imprese hanno cambiato gruppo societario: Agesp Energia è entrata nel gruppo Acinque che ne ha acquisito il 70% del capitale sociale; Energia Capitale ha acquisito l'intero capitale sociale di C.E.A. Compagnia Elettricità Acquacoltura; E.Smart è entrata a far parte del gruppo societario Fen Energia che ne ha acquisito il 75% del capitale; SH Energie è entrata nel gruppo Esa Italia che l'ha acquisita al 100% e contestualmente ha cambiato la ragione sociale in Esa Società Benefit; Etrurialucegas è entrata nel gruppo DG che ha acquistato il 52% del suo capitale sociale;
- 2 imprese hanno cambiato natura giuridica;
- 8 imprese hanno cambiato ragione sociale, Ekomobil è divenuta Eko; EPower ora si chiama Solea Luce & Gas, SH Energie è diventata Esa Società Benefit, EtruriaLuceGas ora è EtrurialuceGas Società Benefit, la nuova ragione sociale di UP Selling è Switch Gas & Luce, NEG ora si chiama Attiva, Gesam Gas & Luce è divenuta Segnoverde, mentre Cogeme Nuove Energie ora è denominata Cogeme Energia.

Come di consueto, acquisti al PSV e importazioni sono le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si procurano la materia prima che poi rivendono (Tav. 3.24): su 100 m³ acquistati, in media 86,9 m³ provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (66,3 m³) sulle importazioni (20,6 m³). I restanti 13,1 m³ provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (6,0 m³) e solo 1 m³ dalla produzione nazionale. Infine, 5,6 m³ vengono dagli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME). L'incidenza delle varie fonti, naturalmente, si modifica a seconda della dimensione degli operatori.

Gli approvvigionamenti all'estero (71%) e gli acquisti al PSV (21%) costituiscono le principali fonti per Eni, società per la quale, comunque la produzione nazionale rimane una fonte di un certo rilievo (6%). La fonte estera riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori che oltre confine acquistano il 17% del gas che poi rivendono, così come per i medi, che acquistano oltre frontiera il poco meno del 16% del gas di cui dispongono. Per i piccoli operatori le importazioni incidono per il 9%, mentre sono praticamente inesistenti per i piccolissimi. Gli

acquisti al PSV rappresentano, invece, la prima fonte di approvvigionamento per tutte le classi (tranne che per Eni). Gli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera sia al *city gate*, assumono il peso maggiore nell'approvvigionamento dei piccolissimi (37%) e un peso importante anche per i piccoli (14%). Il ricorso ai mercati organizzati resta sostanzialmente trascurabile per i grossisti di qualunque dimensione, tranne che per i piccoli che li acquistano il 17% del gas che rivendono.

TAV. 3.24 *Approvvigionamento dei grossisti nel 2024*

FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	6,0%	0,0%	0,0%	3,1%	10,8%	1,0%
Importazioni	70,9%	17,4%	15,7%	9,3%	1,0%	20,6%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	0,9%	0,3%	10,1%	14,3%	36,6%	6,0%
Acquisti in stoccaggio	0,3%	0,4%	0,6%	0,8%	1,1%	0,5%
Acquisti al PSV	21,1%	78,2%	67,3%	55,2%	43,5%	66,3%
Acquisti in Borsa	0,8%	3,7%	6,3%	17,4%	7,1%	5,6%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.25) evidenzia, ovviamente, che i maggiori volumi di gas (in media il 78%) vengono utilizzati per la rivendita ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (89%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi (75,4%) e per Eni (70,7%). La parte destinata al mercato finale conta mediamente per l'11,8%. Tale quota si è lentamente assottigliata nel corso degli ultimi anni. Nell'ambito delle classi di operatori sono ovviamente i piccolissimi quelli che destinano la quota maggiore del gas che intermediano verso i clienti finali (42,6%), ma essa è significativa anche per i piccoli (27,6%) e per i medi (16,5%).

TAV. 3.25 *Impieghi di gas dei grossisti nel 2024*

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	70,7%	89,0%	75,4%	50,9%	38,7%	78,0%
– di cui vendite in stoccaggio	5,0%	0,0%	0,2%	0,2%	1,7%	0,4%
– di cui vendite al PSV	70,6%	94,1%	90,7%	74,5%	48,2%	69,8%
A clienti finali	7,2%	3,9%	16,5%	27,6%	42,6%	11,8%
– di cui collegati societariamente	43,8%	45,5%	28,1%	5,7%	1,4%	25,5%
Autoconsumi	21,2%	3,4%	1,6%	3,2%	12,6%	4,3%
Borsa	0,9%	3,8%	6,4%	18,3%	6,2%	5,8%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Gli operatori grandi e medi che, come appena detto, usano perlopiù il gas per la rivendita ad altri operatori (specialmente al PSV), concentrano invece le vendite finali a clienti collegati societariamente. Mediamente, il 4,3% del gas viene riservato agli autoconsumi, ma anche per questo impiego si osserva una discreta variabilità tra le classi di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo da Eni e dai piccolissimi, mentre gli autoconsumi contano poco tra gli altri. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi abbastanza limitato, pari in media al 5,8%, con una punta del 18,3% nel caso dei piccoli.

In base ai dati ricevuti dalle 301 imprese attive nel mercato all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine annuale, sono 21 le società che nel 2024 hanno venduto almeno 3 G(m³) in tale mercato (erano 18 nel 2023) (Tav. 3.26); 32, invece, sono le imprese hanno venduto almeno 1 G(m³), mentre erano 34 nel 2023. Nel 2024, la quota di mercato delle società che hanno venduto oltre 3 G(m³) all'ingrosso è pari all'83,7%, mentre nel 2023 era al 77,9%.

TAV. 3.26 Vendite dei principali grossisti nel 2024 (in M(m³))

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	QUOTA A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Shell Energy Europe	19.272	0	19.272	8,4%
Engie Global Markets	17.745	0	17.745	7,8%
Eni	16.777	1.687	18.464	7,3%
Edison	13.286	1.448	14.734	5,8%
Eni Global Energy Markets	13.183	0	13.183	5,8%
Edf Trading	11.234	0	11.234	4,9%
Vitol	10.022	0	10.022	4,4%
Engie Italia	9.995	898	10.892	4,4%
Azerbaijan Gas Supply Company	9.190	0	9.190	4,0%
Enel Global Trading	8.674	1.957	10.631	3,8%
A2A	7.892	271	8.164	3,5%
Gunvor International	7.499	0	7.499	3,3%
Vattenfall Energy Trading GmbH	7.397	0	7.397	3,2%
Exxonmobil Gas Marketing Europe	6.951	0	6.951	3,0%
Sefe Marketing & Trading	6.156	0	6.156	2,7%
Hera Trading	6.149	49	6.197	2,7%
Bp Gas Marketing	5.577	0	5.577	2,4%
Engie	4.473	0	4.473	2,0%
Axpo Italia	3.455	1.525	4.980	1,5%
Enet Energy	3.243	0	3.243	1,4%
Altri	37.186	24.401	61.587	16,3%
TOTALE	228.358	32.236	260.594	100%
Prezzo medio (c€/m³)	41,7	61,5	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il prezzo medio praticato ad altri rivenditori è risultato pari a 41,7 €cent/m³, mentre quello praticato ai clienti finali è risultato pari a 61,5 €cent/m³. Nel 2023 gli stessi prezzi erano risultati mediamente pari a 59,1 €cent/m³ nel

caso degli altri rivenditori e 69,8 €/cent/m³ nel caso dei clienti finali. Entrambi, quindi, hanno registrato una forte riduzione, più consistente nel prezzo all'ingrosso (~30% circa) rispetto a quello nel mercato al dettaglio (12% circa). Queste variazioni sono in linea con l'andamento dei prezzi internazionali della *commodity* che nel corso del 2024 hanno registrato riduzioni in tutti i mercati europei.

Punto di scambio virtuale

Un *hub* è un punto contrattuale e di interconnessione, dove i compratori e i venditori effettuano transazioni di gas naturale. Un *hub* può essere fisico o virtuale: quando è fisico è un punto di interconnessione tra due o più gasdotti appartenenti a sistemi di trasmissione diversi; quando è virtuale si tratta di una piattaforma finanziaria legata al sistema di trasporto del gas, nel quale i trader scambiano quantitativi di gas indipendentemente dalla sua provenienza.

In Italia, il PSV è un *hub* virtuale, cioè un punto concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale dei gasdotti, in cui è possibile effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella rete stessa. È gestito da Snam Rete Gas come strumento di bilanciamento commerciale e per offrire la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio, in caso di interruzione o di riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. La sua importanza, sia in termini sia di volumi scambiati sia di numero delle contrattazioni, è cresciuta nel tempo grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e alla possibilità per i *trader*, dal novembre 2006, di effettuare transazioni senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

Più in dettaglio, il PSV consente di notificare a Snam Rete Gas, gestore del sistema di trasporto, le cessioni di gas tra gli utenti, in modo che siano contabilizzate nei loro bilanci giornalieri. Le cessioni che vengono registrate sono quelle che avvengono attraverso contratti bilaterali (detti *over the counter* – OTC), e quelle che si realizzano nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Queste ultime sono le cessioni che negli anni più recenti hanno accresciuto il ruolo del PSV nel mercato italiano del gas. Infine, dal settembre 2015 si registrano al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze²¹, ovvero le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. Le regole approvate dall'Autorità hanno, infatti, reso operativo l'accesso al mercato nazionale italiano, attraverso il GME, delle borse di altri Paesi europei, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV.

Per operare al PSV è necessario essere sottoscrittori, cioè essere in possesso dei requisiti richiesti e aver sottoscritto un modulo di adesione o un contratto di accesso, con il quale ci si impegna al rispetto delle condizioni²².

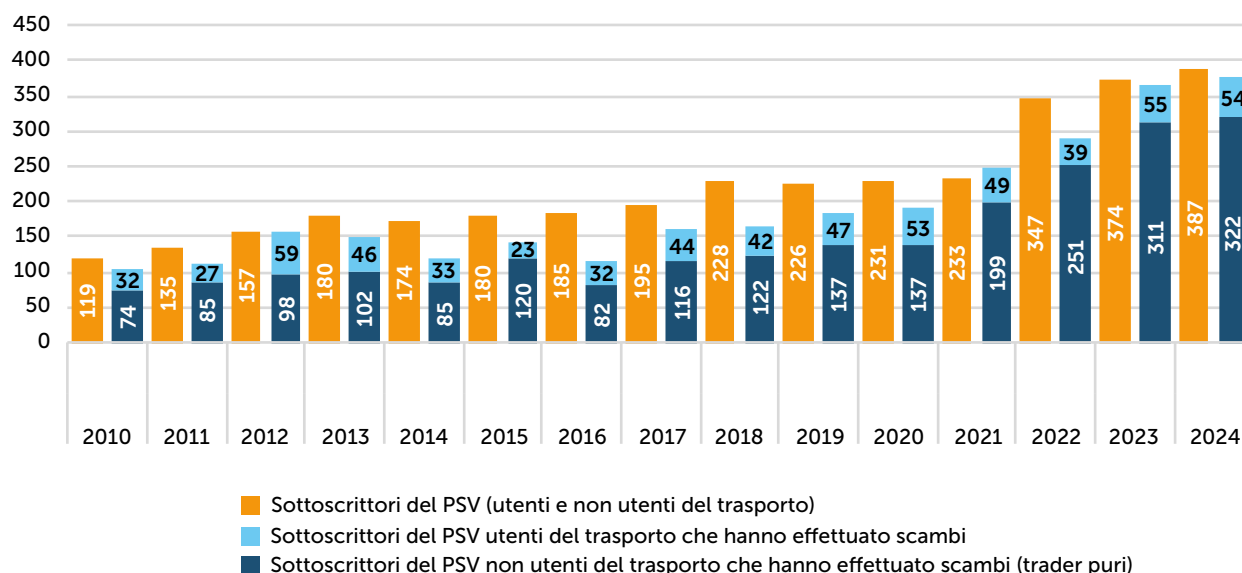
Nel 2024, 322 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV (Fig. 3.12). Soltanto 54 di questi erano trader puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è lievemente cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 387 unità contro le 374 del 2023 (+3%). Il numero dei sottoscrittori che hanno effettuato scambi è aumentato di pari misura (+4%), da 311 soggetti a 322. Diversamente dagli anni scorsi è invece rimasto stabile il numero dei trader puri, pari a 55 (contro i 54 del 2023).

21 Per borsa terza si intende il gestore di un mercato regolamentato estero, in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su tale mercato siano regolate attraverso una *clearing house* (cioè il soggetto terzo che si assume il rischio di controparte); oppure è la *clearing house* stessa che, direttamente o attraverso società dalla medesima controllate o partecipate, è responsabile degli adempimenti per la consegna fisica dei prodotti offerti.

22 Approvate dall'Autorità con la delibera 147/2017/R/gas.

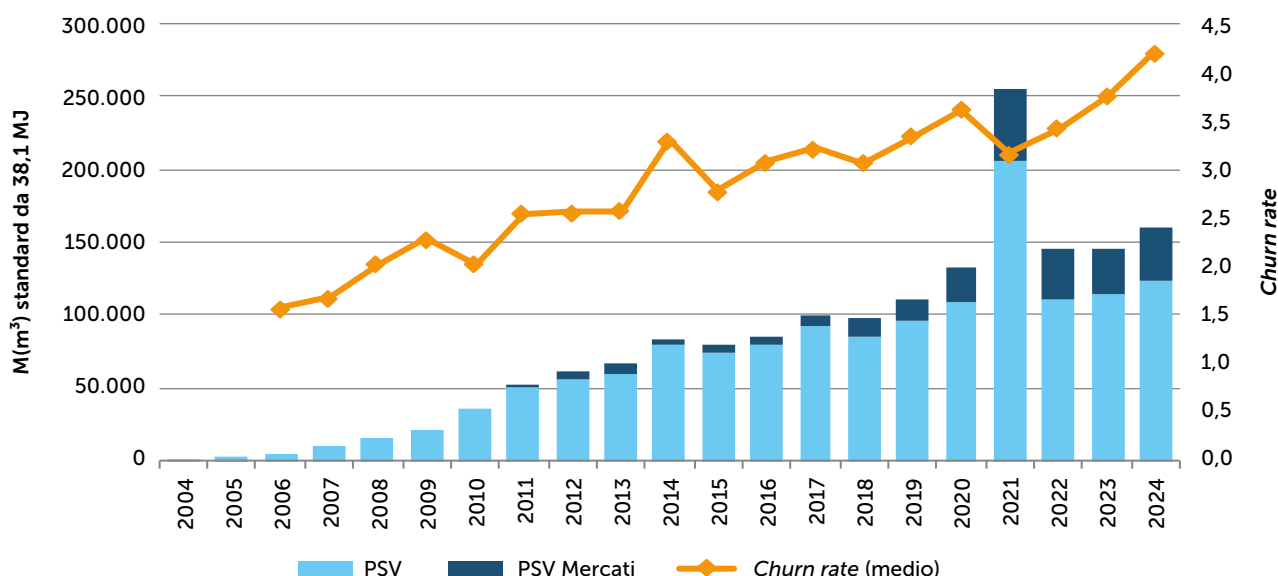
La figura 3.13 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV dalla sua nascita. Nel grafico sono state raggruppate sotto la dicitura "PSV" le riconsegne derivanti dalle cessioni OTC Giornaliera, OTC Multigiornaliera e Forzosa GNL, mentre con l'indicazione "PSV Mercati", sono raggruppati gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati centralizzati e quelli gestiti come *clearing house*.

FIG. 3.12 Sottoscrittori del PSV dal 2010



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

FIG. 3.13 Volumi delle transazioni al PSV e churn rate



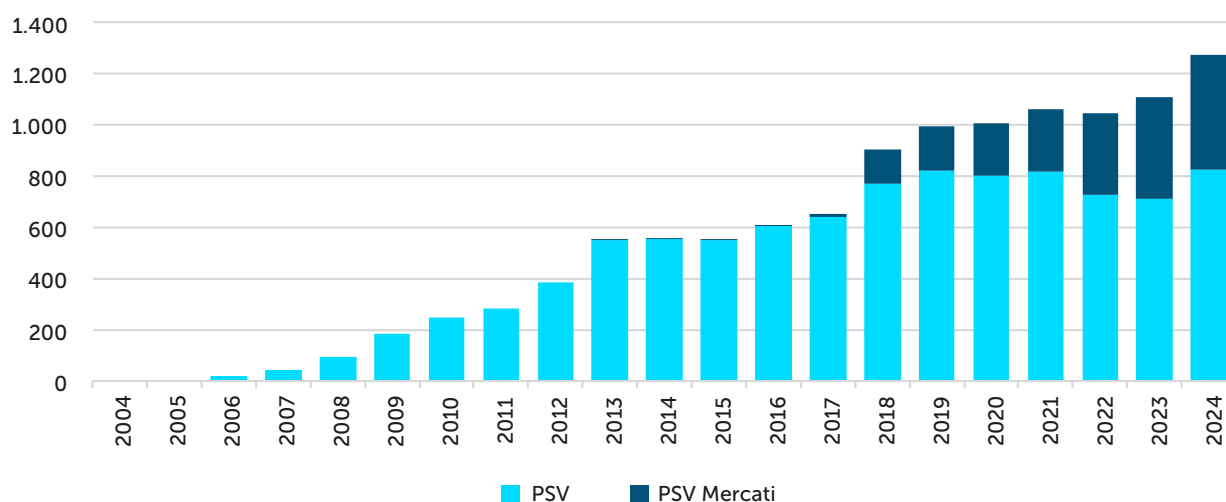
Fonte: ARERA, elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

Nel 2024 i volumi OTC sono cresciuti dell'8,1% da 113,9 a 123 G(m³); una forte crescita ha interessato anche i volumi con consegna forzata al PSV, che in un anno sono saliti da 28 a 183 M(m³). Pertanto, il complesso delle riconsegne al PSV è aumentato dell'8,2% rispetto al 2023, essendo passato da 114 a 123 G(m³) (Fig. 3.14). Anche i volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato una netta crescita (+13,5%), recuperando integral-

mente il calo dello scorso anno. I volumi scambiati in borsa sono infatti tornati a 35,9 G(m³) cioè a un livello appena superiore a quello del 2022 (35,5); ciò grazie all'incremento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati (+14,8%) a cui si è accompagnata una discreta risalita anche del gas scambiato come *clearing house* (+4,6%). Ovviamente la crescita è avvenuta anche nel numero medio delle transazioni giornaliere (Fig. 3.14) che nel 2024 è complessivamente aumentato del 15%, da circa 1.100 a quasi 1.300, e questo grazie a quelle avvenute nei mercati (+13,8%), ma soprattutto a quelle effettuate OTC (+15,7%).

La crescita degli scambi e dei volumi sottesi spiega l'incremento da 3,8 a 4,2 del churn rate, l'indicatore sintetico che misura il numero medio di volte in cui la *commodity* (il gas) è oggetto di scambio tra il momento della vendita iniziale e quello della sua consegna fisica. L'indicatore può essere calcolato in modi diversi. Quello illustrato nella figura è ottenuto rapportando il totale dei volumi oggetto di *trading* al PSV al valore delle registrazioni che si traducono in consegna fisica. Più il mercato è liquido e più questo valore aumenta. Questo tasso è molto cresciuto tra il 2006 e il 2014, nel 2015 ha evidenziato un netto calo per poi stabilizzarsi, negli anni dal 2016 al 2018, intorno a 3,1. Nel 2019 l'incremento delle attività ne ha portato il valore a 3,3 e la crescita è stata ancor più significativa nel 2020, quando ha raggiunto il valore di 3,6. Tornato al 3,2 nel 2021, negli ultimi tre anni ha invece consolidato un trend di crescita. Il 4,2 raggiunto nel 2024 è il valore più alto dalla nascita del PSV.

FIG. 3.14 Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV



Fonte: ARERA, elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

Borsa del gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso avvio nel 2007 con il decreto-legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito:

- per gli importatori, l'obbligo di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità;
- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, l'obbligo di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato (c.d. *royalties*).

Attraverso provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009, sono state definite le modalità di cessione delle aliquote. La legge 23 luglio 2009, n. 99, ha affidato la ge-

stione del mercato del gas al GME, il quale gestisce in maniera esclusiva le offerte di acquisto e vendita, nonché i servizi connessi, secondo criteri di merito economico.

Con il decreto del Ministero della transizione ecologica 18 marzo 2010, è avvenuta l'effettiva creazione del primo nucleo della Borsa, con l'istituzione della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata P-GAS.

Con la nascita di M-GAS, nell'ottobre 2010, è stato avviato il mercato spot del gas naturale, con il GME nel ruolo di controparte centrale. Su tale mercato gli operatori abilitati a effettuare transazioni sul PSV possono acquistare e vendere volumi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Con il decreto interministeriale 9 agosto 2013, n. 110, è stata definita la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS)²³. Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con diversi *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile e riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita del gas.

A seguito dell'approvazione del regolamento europeo del bilanciamento, a partire dal 1° ottobre 2016 è stato introdotto un sistema di bilanciamento che mette in competizione, nel corso del giorno, tutte le risorse flessibili disponibili quali lo stoccaggio, l'importazione o la rigassificazione del GNL. In tale sistema, gli utenti e Snam Rete Gas accedono ai medesimi mercati di prodotti *spot*, MGP-GAS e MI-GAS, per approvvigionarsi delle risorse necessarie a bilanciare, rispettivamente, la posizione individuale e quella aggregata di sistema. Tale riforma ha introdotto, inoltre, prezzi di sbilanciamento che responsabilizzano i singoli utenti a bilanciare le proprie posizioni, in modo che anche la rete, nel suo complesso risulti bilanciata. In questo contesto, l'operatore di sistema Snam Rete Gas fornisce agli utenti le informazioni in tempo reale sullo stato della rete affinché siano gli utenti a bilanciare in modo efficiente il sistema, limitando, viceversa, le sue azioni di acquisto e vendita sul mercato a quanto strettamente necessario a fornire "segnali di prezzo". Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, il 1° ottobre 2016 sono stati attivati i seguenti mercati di prodotti spot utili a fini di bilanciamento:

- il Mercato del gas in stoccaggio (MGS) che permette a tutti gli utenti di scambiare tramite un'unica sessione d'asta a prezzo marginale la titolarità di gas detenuto in stoccaggio; Snam Rete Gas può accedere a tale mercato sia per gestire in sicurezza eventuali scostamenti complessivi di rete, sia per altre operazioni;
- il Mercato dei prodotti *locational* (MPL) che si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta e unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas approvvigiona dagli utenti abilitati i quantitativi di gas necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.

23 In attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

Le negoziazioni di entrambi i comparti, organizzate in via transitoria nell'ambito della Piattaforma per il bilanciamento (PB-GAS), a partire da aprile 2017 rientrano nell'organizzazione del Mercato del Gas (M-GAS)²⁴. Dal 2015 gli operatori possono inoltre estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso borse gestite da soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite sulle piattaforme gestite da ICE Endex e Powernext (piattaforma PEGAS del gruppo EEX), che già ad aprile 2015 aveva lanciato prodotti *futures* con consegna al PSV.

Tra gennaio e febbraio 2018 sono state introdotte alcune misure per favorire lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale e, in particolare, del mercato a pronti. Di particolare rilievo è stata la creazione di figure di *market making*, ossia di soggetti (c.d. *liquidity provider*) che si impegnano, a fronte di un vantaggio economico, a mantenere nel mercato contemporaneamente offerte di vendita e di acquisto contenute entro un differenziale di prezzo predefinito; i *liquidity provider* operano nella negoziazione di prodotti *day-ahead*. Ai *liquidity provider* che abbiano svolto l'attività di *market making* nel rispetto dei termini, modalità e condizioni previste, relativamente a un mese di calendario, il GME riconosce un corrispettivo fisso pari a 160 € (a cui si è aggiunto, a partire dal 1° febbraio 2020, un corrispettivo fisso di 240 € per il *market making* di 2 prodotti nella stessa sessione) per ciascuna sessione utile e un corrispettivo pari a 0,01 euro/MWh per ciascun MWh negoziato sul MGP-GAS per il prodotto giornaliero G+1.

Nel 2018 è stata disposta anche l'integrazione dei mercati gestiti dal GME nell'ambito della piattaforma Trayport, dove erano già presenti i principali mercati esteri, una misura che consente agli utenti di ottimizzare le attività di *trading* attraverso l'operatività contemporanea su più mercati da una singola piattaforma di negoziazione.

Sempre al fine di promuovere la liquidità del mercato a pronti del gas naturale, ampliando l'offerta dei prodotti disponibili per la negoziazione e la flessibilità per i soggetti che vi operano, alla fine del 2019 il Ministero della transizione ecologica ha introdotto il prodotto *week end* nel mercato MGP-GAS²⁵ che è negoziabile dal 1° gennaio 2020.

Dal 1° gennaio 2020 è stato inoltre attivato un nuovo comparto dell'M-GAS funzionale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento (RdB) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema²⁶. Questo comparto, denominato AGS, è articolato in due aste per prodotti con consegna in ciascun giorno-gas, da tenersi nel giorno-gas G-1, a valle di una prima valutazione dei quantitativi da approvvigionare e nel giorno G, senza sospensione del mercato a contrattazione continua durante lo svolgimento dell'asta. La partecipazione alle aste è aperta a tutti gli operatori ammessi a operare su M-GAS con offerte di segno opposto a quelle dell'RdB.

A partire dal 20 luglio 2023, il GME ha introdotto l'*Italian Gas Index* (IGI), un indice di prezzo basato sui prezzi delle transazioni concluse nel mercato del gas naturale (MGAS), quindi per prodotti *'title transfer'* con nomina automatica al PSV. Si tratta, in sostanza, di un indice elaborato ogni giorno sulla base delle contrattazioni avvenute nell'MGAS con l'obiettivo di fungere da riferimento per la definizione dei contratti. L'indice è calcolato per ciascun giorno gas (di consegna) come media aritmetica dei prezzi di tutte le negoziazioni concluse:

- nel comparto MGP-GAS in negoziazione continua;

²⁴ In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 13 marzo 2017.

²⁵ Con proprio decreto del 12 dicembre 2019, dopo che l'Autorità aveva espresso parere favorevole con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019/I/com.

²⁶ Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

- nella fascia oraria 17:15-17:30;
- nel giorno lavorativo precedente alla data di consegna (per il prodotto giornaliero), oppure nel venerdì (per il prodotto *week end*);
- con prezzo compreso nell'intorno ($\pm 30\%$) della media aritmetica dei prezzi registrati dalle precedenti cinque transazioni.

Scambi e prezzi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME (Tav. 3.27) nel 2024 sono stati negoziati volumi complessivi per 181,7 TWh, in aumento rispetto al 2023 (+17%).

La liquidità nel Mercato del giorno prima è cresciuta (76%; +7% rispetto al 2023) grazie a un significativo aumento dei volumi negoziati (137 TWh; +29% sul 2023). La quota maggiore di questi ultimi (82%; +8%) è stata contrattata in negoziazione continua (111,7 TWh; +42%). L'andamento mensile ha evidenziato, inoltre, livelli più alti negli ultimi due mesi dell'anno. Il comparto AGS dell'MGP ha registrato scambi per un totale di 25,3 TWh, in calo rispetto al 2023 (-10%).

TAV. 3.27 Volumi consegnati per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (in GWh)

MERCATI	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
P-GAS							
Aliquote	2.426.485	444.292	-	2.216.982	2.031.021	629.548	957.915
M-GAS							
MGP-GAS	13.048.604	24.794.256	55.782.408	79.292.760	127.159.680	106.451.328	136.987.608
MGP-Continuativa	13.048.604	24.676.608	30.043.296	45.593.472	75.780.648	78.522.624	111.713.568
MGP-AGS	-	117.648	25.739.112	33.699.288	51.379.032	27.928.704	25.274.040
MI	27.815.964	41.052.864	51.064.320	45.932.952	43.126.512	44.544.312	40.207.512
MI-Continuativa	27.815.964	41.052.864	46.701.360	44.325.192	40.528.008	44.385.336	39.202.152
MI-AGS	-	-	4.362.960	1.607.760	2.598.504	158.976	1.005.360
MGS	13.502.340	13.365.494	6.449.968	5.084.077	5.133.885	3.274.177	3.515.669
MPL	-	-	-	-	-	-	-
MT-GAS	790.080	3.192.048	478.272	22.320	-	-	-
TOTALE	56.793.393	79.656.906	113.296.696	132.526.771	177.451.098	154.899.365	181.668.704

Fonte: GME.

È diminuita la quota di volumi negoziati nel Mercato infragiornaliero (22%; nel 2023 era al 29%) per un totale di 40,2 TWh, in calo del 10% rispetto al 2023. Gli scambi in negoziazione continua (39,2 TWh; -12%) hanno continuato a essere preponderanti (pari al 97% dell'intero mercato), mentre nel comparto AGS i volumi sono leggermente meno marginali dell'anno precedente (1 TWh).

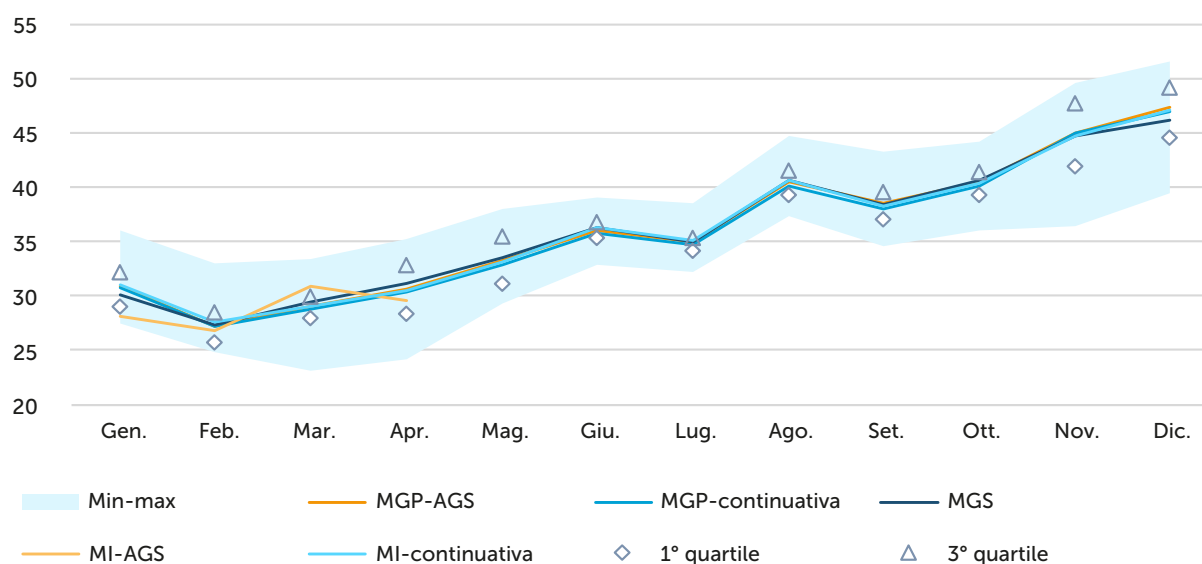
Nel 2024 sono risultate in aumento anche le negoziazioni nel Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS), con scambi pari a 3,5 TWh (+7%), mentre – come in passato – Snam non ha attivato alcuna sessione nel Mercato dei prodotti *locational*.

Relativamente ai prodotti negoziati a termine nell'MT-GAS non si sono osservate negoziazioni, mentre le allocazioni relative al comparto "Royalties" della P-GAS sono risultate pari a 1 TWh (+52%).

Si sono osservati infine 42 slot (20 in meno del 2023) allocati sulla Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) per un totale di 1,7 M(m³) liquefatti (-69%).

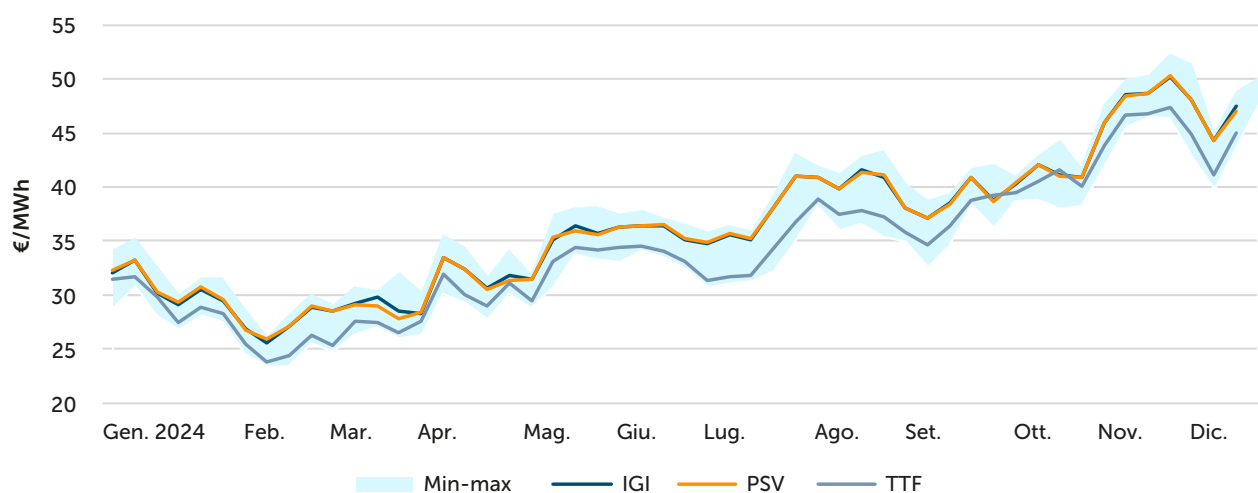
Relativamente ai prezzi registrati sulle diverse piattaforme di negoziazione, si possono approssimare tutti ad una media annuale di circa 36,54 €/MWh (Fig. 3.15), in calo del 13% rispetto al 2023 e in linea con la quotazione media annua del prezzo delle transazioni *over the counter* al PSV (36,59 €/MWh) a sua volta scesa del 15% rispetto all'anno precedente. In particolare, i prezzi medi dei due comparti in contrattazione continua dell'M-GAS, rispettivamente pari a 36,49 €/MWh per MGP e 36,60 €/MWh per MI, hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al PSV.

FIG. 3.15 Prezzi nei mercati dell'M-GAS e valori minimi e massimi



Fonte: GME.

FIG. 3.16 Confronto tra indici di prezzo per giorno di flusso (medie aritmetiche settimanali)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME (IGI), ICIS (PSV) e LSEG Data & Analytics (TTF).

La media annuale dell'indice di prezzo IGI elaborato dal GME (Fig. 3.16) è pari a 36,36 €/MWh e il suo andamento nell'anno è risultato in linea con il prezzo medio registrato al PSV (di fonte ICIS) con riferimento ai prodotti *day-ahead* e *week end* (36,34 €/MWh). Nel grafico è riportato anche il prezzo medio al TTF (di fonte LSEG *Data & Analytics*) per il prodotto *day-ahead* che mostra un andamento strettamente correlato.

Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori energetici, illustrati in queste pagine, nel 2024 sono stati venduti nel mercato al dettaglio 45,7 G(m³), cui vanno aggiunti 243 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di poco inferiore a 46 G(m³), con un aumento di 0,7 G(m³) rispetto al 2023 (Tav. 3.28).

TAV. 3.28 Consumi finali di gas naturale (volumi in M(m³); punti di prelievo in migliaia)

TIPO DI MERCATO	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2023	2024	VARIAZIONE	2023	2024	VARIAZIONE
Vendite finali	44.664	45.724	2,4%	21.738	21.671	-0,3%
Forniture di ultima istanza e default	630	243	-61,4%	199	31	-84,4%
TOTALE MERCATO	45.295	45.967	1,5%	21.937	21.702	-1,1%
Autoconsumi	12.142	12.181	0,3%	1,8	1,6	-8,3%
CONSUMI FINALI	57.437	58.148	1,2%	21.939	21.704	-1,1%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dell'ambiente e sicurezza energetica commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 12,2 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 58,1 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 60,8 G(m³) di fonte ministeriale. Come di consueto vi sono differenze tra le due fonti che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi nel 2024 è quindi evidenziato una lieve ripresa (1,2%) rispetto a quello del 2023.

Come già nel 2023, anche nel 2024 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è diminuito. Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 712 imprese sulle 930 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2024 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 83 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 629 ve ne sono 154 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 475, cioè 12 in meno del 2023 (Tav. 3.29).

Il calo nel numero delle imprese di vendita si è manifestato in tutte le classi nelle quali gli operatori vengono suddivisi²⁷, con l'eccezione di quella dei venditori di piccola dimensione, il cui numero è cresciuto di 6 unità rispetto

²⁷ Come già ricordato nel paragrafo sul mercato all'ingrosso, la suddivisione delle imprese nelle classi indicate si basa sul volume totale venduto, anche quello realizzato nel mercato all'ingrosso dai venditori denominati misti.

al 2023; si osservano infatti un venditore in meno nella prima classe, quattro in meno nella classe dei medi e 13 in meno in quella dei piccolissimi²⁸.

L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita mostra invece variazioni positive, tranne nel caso dei venditori di media dimensione. I grandi venditori hanno venduto 1 G(m³) in più dell'anno precedente (2,9%), i piccoli venditori hanno venduto 0,7 G(m³) in più (23,6%) e i piccolissimi 0,1 G(m³) in più (8,3%). Come detto, i venditori di media dimensione hanno invece registrato un calo di 0,4 G(m³) (-4,6%).

Il risultato di questi andamenti ha condotto il volume medio unitario di vendita a una significativa ripresa: da 92 a 97 M(m³) (5,5%). Per molti anni l'allargamento del numero dei venditori ha mantenuto questo valore in costante discesa dai 237 M(m³) del 2010 (massimo storico); tale incremento è sostanzialmente il primo che si verifica da oltre 10 anni a questa parte.

TAV. 3.29 Attività dei venditori del gas naturale nel mercato al dettaglio

OPERATORI	VENDITE	2020	2021	2022	2023	2024
NUMERO		472	489	515	487	475
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	25	22	21	18	17
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	44	38	36	36	32
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	141	151	127	122	128
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	262	278	331	311	298
VOLUME VENDUTO G(m³)		55,3	57,4	50,9	44,7	46,0
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	40,7	42,2	37,6	32,5	33,4
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	10,2	9,9	8,9	8,6	8,2
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	4,0	4,7	3,7	2,9	3,6
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	0,5	0,6	0,7	0,6	0,7
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)		117	117	99	92	97
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	1.627	1.920	1.790	1.804	1.967
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	231	261	248	240	257
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	28	31	29	24	28
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	2	2	2	2	2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Come accennato, la classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 17 soggetti, gli stessi dell'anno precedente tranne TotalEnergies Gas & Power passata nella classe successiva²⁹. Nella classe dei medi il numero degli operatori è sceso di quattro unità, ma al suo interno vi sono state otto uscite e quattro ingressi. Alcune uscite sono state determinate da variazioni societarie.

Anche nel 2024, infatti, sono state comunicate attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose operazioni societarie (Tav. 3.30). Molte tra loro sono già state menzionate nel paragrafo del Capitolo 2 dedicato al

²⁸ È opportuno, ancora una volta ricordare che il numero dei venditori è sempre conteggiato sulle società che rispondono all'Indagine annuale dell'Autorità; pertanto, i dati (e soprattutto la consistenza degli operatori) sono influenzati dal livello di partecipazione a tale Indagine.

²⁹ Quest'anno un importante operatore non ha risposto all'Indagine.

mercato libero elettrico perché le imprese coinvolte oltre al gas vendono anche l'elettricità; altre sono già state menzionate nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso del gas. Di seguito la loro breve descrizione seguendo la consueta schematizzazione:

- **Avvio:** 24 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali nel mercato libero e 3 anche quella a clienti vulnerabili e nei servizi di ultima istanza;
- **Cessazione:** 10 imprese hanno cessato la vendita nel mercato libero (tutte di dimensioni molto piccole) e 6 hanno cessato la vendita a clienti vulnerabili;
- **Cessione/acquisizione dell'attività di vendita:** da agosto Egea Commerciale ha ceduto l'attività a Egea Energie;
- **Incorporazioni:** nell'anno ne sono state registrate 12 in Anagrafica operatori (alcune già commentate nel paragrafo relativo alla vendita nel mercato libero di energia elettrica del Capitolo 2), quasi tutte avvenute all'interno dello stesso gruppo societario, indicato tra parentesi. In gennaio Gesam Gas & Luce ha incorporato 5 società del gruppo Canarbino (Made in Energy Solutions, Tecniconsul Energia, Caronna Pertusella Metano, A.S.M. Garbagnate Milanese e Spigas Clienti) e successivamente ha cambiato ragione sociale in Segnoverde; sempre in gennaio Union Gas Metano ha incorporato Barocco; Edison Energia ha incorporato Sorrento Power and Gas ed Energia Etica (gruppo Edison) in gennaio e in maggio ha incorporato l'impresa Attiva (gruppo Edison); in luglio Lumenergia (gruppo A2A) è stata incorporata da A2A Energia; in ottobre Hera Comm ha incorporato Hera Comm Marche; a novembre, infine, Libarna Gas ha incorporato Eurogas;
- **Cambio di gruppo societario:** 6 sono stati anche i casi di cambio di gruppo, che avvengono a seguito di acquisizioni di quote importanti di capitale sociale. In gennaio Agesp Energia è entrata nel gruppo Acinque (che l'ha acquisita al 70%); a marzo E.Smart è entrata nel gruppo Fen Energia (che l'ha acquisita al 75%); in aprile SH Energie (di proprietà al 100% di SH Partecipazioni) è stata acquisita da Esa Italia, entrando nel gruppo Esa ha cambiato la ragione sociale in Esa Società Benefit; nello stesso mese Tua Energia è entrata a nel gruppo Electrade; in maggio il gruppo DG ha acquisito il 52% di Etrurialucegas che quindi è entrata nel gruppo; Alleanza luce & Gas è entrata nel gruppo Energia Pulita da novembre che l'ha acquisita al 51%;
- **Cambio di ragione sociale:** 12 imprese hanno assunto una nuova denominazione, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria;
- **Cambio natura giuridica:** 6 imprese hanno cambiato la forma giuridica diventando in 4 casi società per azioni e in 2 società a responsabilità limitata.

TAV. 3.30 Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2024

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio vendita di gas naturale nel mercato libero	24
Avvio vendita di gas naturale nel servizio di tutela della vulnerabilità	3
Cessione/acquisizione vendita di gas naturale nel mercato libero	1
Cessazione vendita di gas naturale nel mercato libero	10
Cessazione vendita di gas naturale nel servizio di tutela della vulnerabilità	6
Estinzioni o avvio procedure di liquidazione	-
Fusioni/Incorporazioni	12
Cambio gruppo societario	6
Cambio ragione sociale	12
Cambio natura giuridica	6

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Il 5,5% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 26 su 475, ha venduto nel 2024 oltre 300 M(m³) (Tav. 3.31). La quota è la stessa del 2023, in quanto 27 imprese su 487 avevano superato la soglia indicata. Complessivamente, le 26 società che hanno venduto oltre 300 M(m³) nel 2024 coprono l'83,9% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio (l'84,7% nel 2023).

Il prezzo al netto delle imposte mediamente praticato ai clienti finali dalle imprese di vendita operanti nel mercato retail è risultato pari a 71,1 c€/m³, circa 5 centesimi più basso (-6,7%) rispetto al 2023. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che – come si è visto nelle pagine precedenti – è risultato pari a 61,5 c€/m³.

TAV. 3.31 Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2024 (in M(m³))

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Edison Energia	5.620	190	5.810	12,2%
Eni Plenitude Società Benefit	3.828	0	3.828	8,3%
Enel Energia	3.171	0	3.171	6,9%
A2A Energia	2.504	172	2.676	5,4%
Shell Energy Italia	2.447	571	3.018	5,3%
Hera Comm	2.062	0	2.062	4,5%
Iren Mercato	2.013	384	2.397	4,4%
EP Commodities	2.010	825	2.835	4,4%
Enel Global Trading	1.957	8.674	10.631	4,3%
Eni	1.687	16.777	18.464	3,7%
Axpo Italia	1.525	3.455	4.980	3,3%
Sorgenia	1.492	238	1.730	3,2%
Edison	1.448	13.286	14.734	3,1%
Engie Italia	898	9.995	10.892	2,0%
Estenergy	713	0	713	1,6%
Met Energia Italia	696	95	792	1,5%
E.On Energia	632	165	797	1,4%
Agsm Aim Energia	568	88	656	1,2%
Estra Energie	552	342	894	1,2%
Unoenergy	495	21	516	1,1%
Duferco Energia	450	1.245	1.695	1,0%
Solvay Energy Services Italia	429	0	429	0,9%
Dolomiti Energia	420	0	420	0,9%
Repower Vendita Italia	336	4	340	0,7%
Consorzio Toscana Energia	322	15	337	0,7%
Alperia Smart Services	305	0	305	0,7%
Altri	7.389	17.214	24.603	16,1%
TOTALE	45.967	73.758	119.725	100,0%
Prezzo medio (c€/m³)	71,1	43,4	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La ragione del differenziale positivo risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue caratteristiche. I clienti dei venditori nel mercato retail sono per lo più clienti civili collegati alle reti di distribuzione, i quali, pur essendo molti, hanno consumi relativamente bassi. I clienti finali dei grossisti, invece, sono tipicamente i grandi consumatori, soprattutto nel settore industriale, che grazie ai loro elevati livelli di consumo sono in grado di ottenere prezzi più vantaggiosi e spesso sono direttamente collegati alla rete di trasporto, e quindi non pagano i costi di distribuzione.

Il differenziale del prezzo richiesto ad altri rivenditori è, invece, per ovvi motivi, molto più contenuto: a fronte di un prezzo di 41,7 c€/m³ praticato dai grossisti, quello praticato dai venditori del mercato finale è risultato pari a 43,4 c€/m³, cioè 1,68 centesimi in più.

Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è in ribasso rispetto al 2023 (-27%). La discesa dei prezzi è coerente con un valore delle quotazioni al PSV che in media d'anno è risultato in calo rispetto al 2023 (-15%), sebbene nel corso del 2024 la discesa dei prezzi sul mercato spot sia rimasta costante solo nella prima parte dell'anno, per poi ricominciare a crescere.

L'analisi delle *performance* di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali (Tav. 3.32), consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della vendita finale e contiene per il 2024 alcune rilevanti novità.

TAV. 3.32 *Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2024 (in M(m³))*

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2023
Edison	7.120	15,5%	1°
Eni	5.533	12,0%	3°
Enel	5.128	11,2%	2°
A2A	3.014	6,6%	4°
Hera	2.898	6,3%	5°
Royal Dutch Shell	2.447	5,3%	6°
Iren	2.122	4,6%	7°
Energeticky a Prumislavy Holding (Eph)	2.010	4,4%	8°
Axpo Group	1.551	3,4%	9°
Sorgenia	1.492	3,2%	11°
Engie	898	2,0%	10°
Met Holding	696	1,5%	13°
E.On	632	1,4%	12°
Agsm Aim	583	1,3%	15°
Estra	552	1,2%	14°
Unoenergy	516	1,1%	16°
Duferco	450	1,0%	19°
Solvay	429	0,9%	18°
Dolomiti Energia	420	0,9%	17°

(segue)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2023
Repower	337	0,7%	22°
Altri	7.139	15,5%	-
TOTALE	45.967	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il gruppo Eni, che per la prima volta nel 2023 aveva perso la prima posizione ed era passato in terza, nel 2024 ha riguadagnato la seconda posizione, superando per quantitativi di vendita complessivi il gruppo Enel. I dati mostrano, però, che i volumi di vendita dei due gruppi inseguitori sono molto vicini: 405 M(m³) separano, infatti, i volumi di Eni da quelli di Enel. Le quote di mercato risultano quindi poco differenziate e per entrambi in diminuzione rispetto a quelle del 2023: 12% quella del gruppo Eni (era al 13,3% nel 2023) e 11,2% quella del gruppo Enel (era al 13,1% nel 2023). Si è allontanato invece ancor più il gruppo Edison, la cui quota è cresciuta dal 13,7% del 2023 al 15,5% nel 2024, grazie a un incremento dei volumi di vendita particolarmente significativo (16,4%). Al contrario, i volumi di vendita di Eni ed Enel sono diminuiti, rispettivamente del 5,6% e del 13,9%.

In generale, scorrendo l'elenco dei gruppi si osservano, com'era logico attendersi, variazioni positive rispetto alle quantità vendute nel 2023 per la gran parte di essi, con alcune eccezioni. La crescita più importante, +675 M(m³), si rileva per il gruppo Sorgenia, ma anche i gruppi Duferco (+25%), Met Holding (+19%), Eph (+11%) ed Hera (+9%) hanno incrementato le vendite in misura importante. All'opposto, oltre ai cali già evidenziati per Eni ed Enel, hanno registrato una diminuzione nelle vendite anche i gruppi Engie (-19%), Axpo Group (-10%) ed Estra (-4,7%). Le variazioni nei dati di vendita spiegano i cambi di posizione nella classifica.

Dato l'accorciamento della distanza tra i primi tre gruppi e la discesa di due delle loro tre quote, il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale di gas nel 2024 è lievemente diminuito, come già nel 2023, sebbene in questo mercato sia storicamente basso. Nel 2024 i primi tre gruppi risultano controllare il 38,7% (mentre nel 2023 la quota era pari al 40,2%). Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 51,5% (52,7% nel 2023). L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 703, contro il 773 del 2023. Il livello dell'indice è ben al di sotto del valore 1.000, soglia sotto la quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

La tavola 3.33 propone la sintesi dei dati riguardanti i consumi finali di gas naturale per tipo di mercato e per settore di consumo negli ultimi due anni, elaborata a partire dai dati raccolti tramite l'Indagine annuale che, è bene ricordarlo, per il 2024 sono provvisori.

Nel 2024 sono stati venduti poco più di 58 G(m³) – di cui 12 destinati all'autoconsumo e quasi 46 alla vendita – a 21,7 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente, rispetto al 2023 i consumi di gas sono cresciuti del 2,9%. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato una sostanziale stabilità (0,3%), i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 44,2 G(m³), hanno evidenziato un aumento del 6,8%, mentre le vendite nel servizio di tutela della vulnerabilità e nei servizi di ultima istanza, pari a 1,7 G(m³), si sono più che dimezzate. Per il 2023 i valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono i quantitativi forniti nei servizi di default e di ultima istanza che nel 2023 erano risultati pari a 630 M(m³).

Come già in parte anticipato all'inizio di questo Capitolo, i consumi del settore domestico (domestici e condomini) sono cresciuti dell'1,1%, da 13,5 a 13,6 G(m³), mentre quelli dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono saliti da 36,6 a 37,5 G(m³), registrando quindi un aumento del 2,5%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono cresciuti del 4,3%, passando da 6,7 a 7 G(m³).

TAV. 3.33 Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in M(m³), punti di riconsegna in migliaia)

SETTORE DI CONSUMO	2023				2024			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	TUTELA DELLA VULNERABILITÀ E DEFAULT	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	3.044	8.689	0	11.734	1.477	10.268	0	11.745
Condominio uso domestico	181	1.566	10	1.756	25	1.854	7	1.887
Commercio e servizi	-	6.104	17	6.120	126	6.146	39	6.310
Industria	-	14.256	752	15.008	2	14.587	784	15.373
Generazione elettrica	-	10.256	11.364	21.620	0	10.817	11.350	22.167
Attività di servizio pubblico	-	569	0,4	569	91	574	0,4	666
TOTALE VOLUMI	3.225	41.439	12.135	56.807	1.721	44.247	12.181	58.148
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	5.685	14.683	0,0	20.367	2.640	17.689	0	20.330
Condominio uso domestico	36	141	0,5	178	2	170	0,4	173
Commercio e servizi	-	993	1,1	994	20	971	1,0	992
Industria	-	152	0,1	152	1	150	0,1	151
Generazione elettrica	-	1	0,1	1	0	1	0,1	1
Attività di servizio pubblico	-	48	0,0	48	9	49	0,0	58
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	5.721	16.018	1,8	21.740	2.671	19.031	1,6	21.704

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Più in dettaglio, nel 2024 le vendite di gas:

- al settore domestico sono rimaste sostanzialmente stabili a 11,7 G(m³) (0,1%); quelle nel servizio di tutela della vulnerabilità sono ammontate a 1,5 G(m³), mentre quelle nel mercato libero sono salite a 10,3 G(m³) (18,2%);
- ai condomini (al netto degli autoconsumi) sono cresciute del 7,6% (18,4% nel mercato libero);
- al settore industriale sono passate da 14,3 a 14,6 G(m³) (2,3%) e gli autoconsumi cresciuti del 4,3%, complessivamente, quindi, nel 2024 i consumi dell'industria sono aumentati del 2,3%;

- al settore termoelettrico sono cresciute del 5,5% (+0,6 G(m³)), mentre gli autoconsumi hanno registrato un lievissimo calo (-0,1%): tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono passati da 21,6 a 22,2 G(m³), risultando così del 2,5% superiori a quelli del 2023;
- al settore del commercio e servizi sono aumentate del 2,7%; anche gli autoconsumi sono saliti, quindi, complessivamente, i consumi del commercio hanno raggiunto 6,3 G(m³), registrando una variazione del 3,1%;
- alle attività di servizio pubblico sono passate da 569 a 666 M(m³), quantificando la risalita nel 17%.

Nel 2024 il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 578 m³, quello dei condomini con uso domestico pari a 10.929 m³, 6.363 m³ per il commercio, 101,9 migliaia di m³ per l'industria, 24 M(m³) per la generazione elettrica e, infine, 11.456 m³ per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (580 m³) è rimasto leggermente più alto di quello riscontrato nel mercato di tutela della vulnerabilità (560 m³).

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2024: il settore domestico ha acquistato 11,7 G(m³), cioè un quinto di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,2%, ovvero circa 1,9 G(m³); il commercio ne ha utilizzato il 10,9%, corrispondente a 6,3 G(m³); l'industria ne ha consumato il 26,4%, cioè 15,4 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 38%, equivalente a 22,2 G(m³); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato l'1,1%, equivalente a 0,7 G(m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 76,1%, quella del servizio di tutela della vulnerabilità e dei servizi di ultima istanza è del 3%, mentre il 20,9% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 96,3% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 3,7% nei servizi di tutela della vulnerabilità e di ultima istanza. In termini di clienti, invece, l'87,7% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il settore domestico si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2024 ha raggiunto l'87,4% per le famiglie e il 98,7% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2023 i valori erano, rispettivamente, del 74,1% e dell'89,6%.

In termini di punti di prelievo, nel 2024 la quota delle famiglie che usufruiscono del servizio di tutela della vulnerabilità è del 13%.

TAV. 3.34 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2024 (in M(m³))

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
TUTELA DELLA VULNERABILITÀ E ULTIMA ISTANZA	1.477	127	45	51	19	-	1.502
Domestico	1.448	29	0	-	-	-	1.477
Condominio uso domestico	1	20	4	1	-	-	25
Commercio e servizi	20	46	23	25	12	-	126

(segue)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m³)						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
Industria	1	1	0			-	2
Generazione elettrica	-	-	-	-	-	-	0
Attività di servizio pubblico	8	31	18	26	8	-	91
MERCATO LIBERO	11.349	4.088	1.973	4.728	8.338	13.771	44.247
Domestico	10.096	168	3	1	-	-	10.268
Condominio uso domestico	137	1.363	301	52	1	-	1.854
Commercio e servizi	919	1.786	962	1.605	732	141	6.146
Industria	151	568	573	2.627	5.961	4.707	14.587
Generazione elettrica	0	2	13	301	1.579	8.922	10.817
Attività di servizio pubblico	46	202	120	142	64	-	574
TOTALE	12.826	4.216	2.018	4.780	8.357	13.771	45.749

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tav. 3.34) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m³ acquista il 28% di tutto il gas venduto nel mercato retail, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m³/anno ne assorbe il 9%, la terza classe (50.000-200.000 m³/anno) il 4,3%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m³/anno) il 10,3%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 18,2% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 30,1%. Il 98,3% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³. La quota maggiore di volumi venduti ai condomini si concentra invece nella classe di consumo annuo compreso tra 5.000 e 50.000 m³ che assorbe il 73,5%. Il 59,9% di tutto il gas acquistato dal settore commerciale si concentra nelle prime tre classi. Viceversa, le classi con i consumi annui più elevati sono particolarmente rilevanti per i consumi industriali e della generazione termoelettrica. I consumi delle attività di servizio pubblico sono concentrati tra le classi intermedie: il 35,1% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m³, il 15,7% da quelli con consumi tra 50.000 e 200.000 m³, il 25,3% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m³, un altro 10,8% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m³)/anno.

L'analisi dell'attività di *switching* nel settore del gas naturale anche quest'anno comprende dati raccolti presso gli operatori del trasporto e della distribuzione tramite l'Indagine annuale sui settori energetici e dati provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito dall'Acquirente unico. Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e dei dati provenienti dal SII, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti³⁰ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2024, è risultata complessivamente pari al 18,7%, ovvero al 23,5% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.35).

³⁰ Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

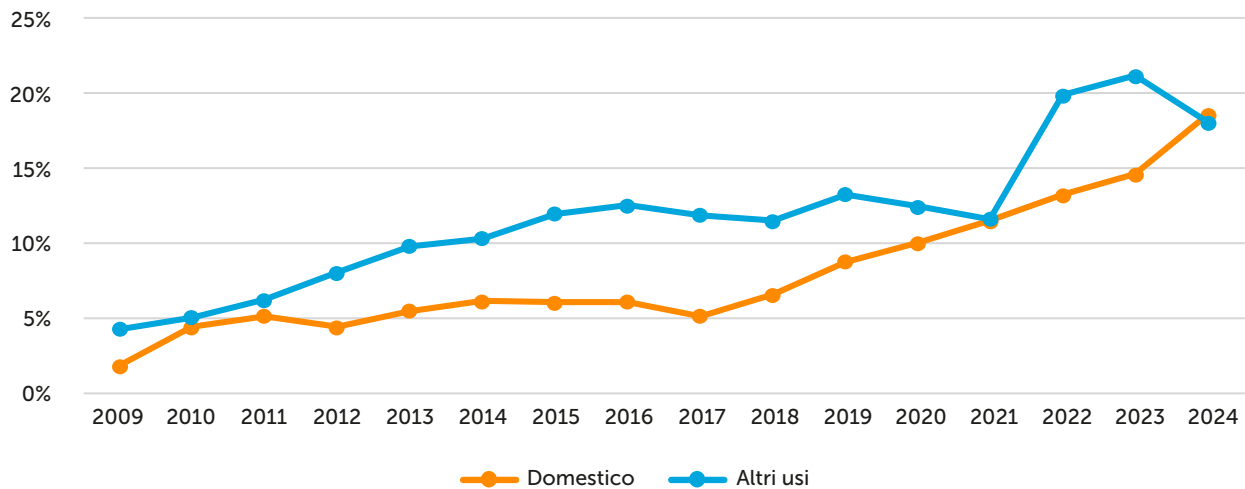
TAV. 3.35 Tassi di switching dei clienti finali del gas naturale

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2023		2024	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	14,6%	20,9%	18,6%	24,1%
Condominio uso domestico	27,6%	41,1%	24,1%	30,0%
Attività di servizio pubblico	37,1%	57,2%	35,8%	54,7%
Altri usi	21,2%	14,1%	18,1%	22,4%
TOTALE	15,2%	17,1%	18,7%	23,5%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici e SII.

Lo *switching* dei consumatori domestici nel 2024, si è ampliato di quattro punti percentuali, accrescendo la già significativa vivacità raggiunta negli anni più recenti (Fig. 3.17). Più in dettaglio, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore circa 4 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 18,6% dei clienti domestici totali (e corrispondente a una porzione di volumi del 24,1%). Lo *switching* dei domestici è stato sicuramente favorito dal termine della possibilità di accedere alle condizioni economiche tutelate stabilite dall’Autorità per la clientela domestica, perché dal 1° gennaio 2024 tali condizioni sono state riservate ai clienti domestici vulnerabili³¹. È verosimile, infatti, che l’uscita dalla tutela abbia spinto alcuni di loro a informarsi e a cercare un fornitore alternativo sapendo di dover comunque cambiare contratto.

FIG. 3.17 Tassi di switching dei clienti domestici e degli “altri usi” dal 2009



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici e SII.

Altrettanto ampia e pari al 24,1% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 30% del relativo settore di consumo. Questa clientela ha perso il diritto ad accedere al servizio di tutela già nel 2023, e in effetti, il tasso di cambio fornitore è rimasto elevato, ma è diminuito rispetto al 2023.

31 I clienti domestici vulnerabili sono le persone delle seguenti categorie: età superiore a 75 anni, percettori del bonus sociale gas in base all’ISEE, con disabilità ai sensi della legge 104/92, utenti in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi.

Il 35,8% (equivalenti al 54,7% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso elevato, ma questa è una delle categorie "ibride" che include realtà molto diverse: non soltanto piccole sedi comunali (che costituiscono una tipologia simile per valori di consumo agli esercizi commerciali) ma anche grandi complessi ospedalieri, che possiedono consumi annui molto rilevanti e che, per conseguenza, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 18,1% del totale in termini di clienti, nonché il 22,4% in termini di volumi (corrispondenti a circa 2,8 G(m³)).

Anche nel 2024 l'andamento dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.36), non presenta novità di particolare rilievo, tenuto conto che è legato principalmente alla differente diffusione del metano nelle varie regioni, alle differenti fasce climatiche del territorio e alla maggiore densità delle attività industriali, tutti elementi che tendono a mutare lentamente nel tempo. I consumi della Sardegna aumentano, ma restano ancora estremamente marginali.

Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In questa zona si acquista, infatti, il 64,1% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 29,4 G(m³); il 21,1% dei consumi, pari a 9,7 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 14,8%, cioè 6,8 G(m³), viene venduto al Sud e nelle Isole. Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 3 volte quelli del Centro, con un valore relativamente simile per tutti i settori di consumo, e 4,3 volte quelli del Sud e Isole, ma in questo caso vi è una forte variabilità tra i settori di consumo: il rapporto è minimo nel caso della generazione elettrica (2,3) e massimo nel caso dei condomini (26,6).

La regione con i consumi più elevati, pari a 10 G(m³) – e molto superiori a quelli delle altre – è sempre la Lombardia, che da sola acquista il 22% dei volumi nazionali. Solo in due altre regioni i consumi raggiungono almeno 5 G(m³): l'Emilia-Romagna con 6 G(m³) e il Piemonte con 5,6 G(m³), cioè, rispettivamente il 13,2% e il 12,1% del totale nazionale. Altri territori in cui i consumi sono compresi tra 2 e 5 G(m³) sono il Veneto (9,7%), il Lazio (9,9%), la Toscana (7,4%) e la Sicilia (5,2%). Tutte le altre regioni presentano valori di consumo inferiori a 2 G(m³).

TAV. 3.36 Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2023 (in M(m³))

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.117	268	671	1.693	1.744	70	5.564
Valle d'Aosta	14	6	12	50	4	2	88
Lombardia	2.969	727	1.762	2.962	1.561	107	10.088
Trentino-Alto Adige	174	61	208	342	99	18	902
Veneto	1.378	115	768	1.850	287	64	4.461
Friuli-Venezia Giulia	304	41	182	597	65	23	1.212
Liguria	290	127	106	259	243	16	1.042
Emilia-Romagna	1.368	189	907	2.533	1.054	35	6.086
Toscana	852	79	374	1.352	687	60	3.406

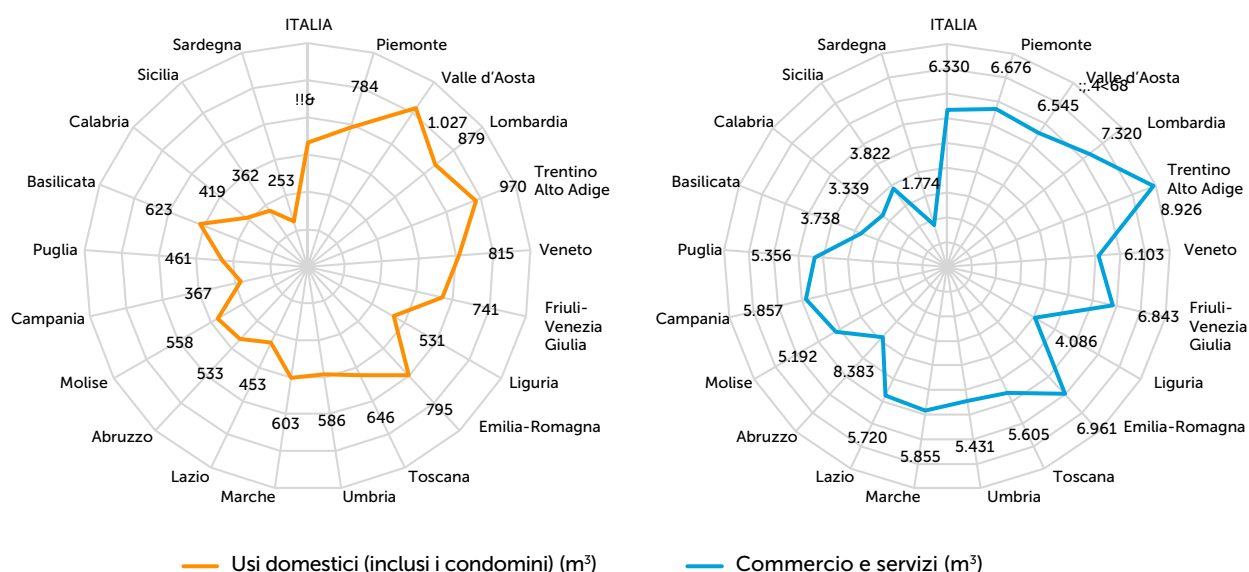
(segue)

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Umbria	170	12	95	323	176	13	790
Marche	368	17	211	284	57	20	956
Lazio	771	180	327	585	2.606	91	4.560
Abruzzo	274	14	102	401	56	24	870
Molise	59	4	28	64	238	3	396
Campania	443	16	197	444	126	43	1.269
Puglia	573	11	176	260	325	25	1.370
Basilicata	110	4	28	87	27	14	270
Calabria	157	2	33	49	6	14	260
Sicilia	349	7	85	455	1.454	23	2.373
Sardegna	3,74	0	0,86	0	0	0,19	4,80
ITALIA	11.745	1.879	6.271	14.589	10.817	665	45.967
NORD	7.616	1.533	4.615	10.286	5.057	334	29.442
CENTRO	2.162	289	1.007	2.544	3.527	184	9.712
SUD E ISOLE	1.968	58	649	1.759	2.233	147	6.813

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

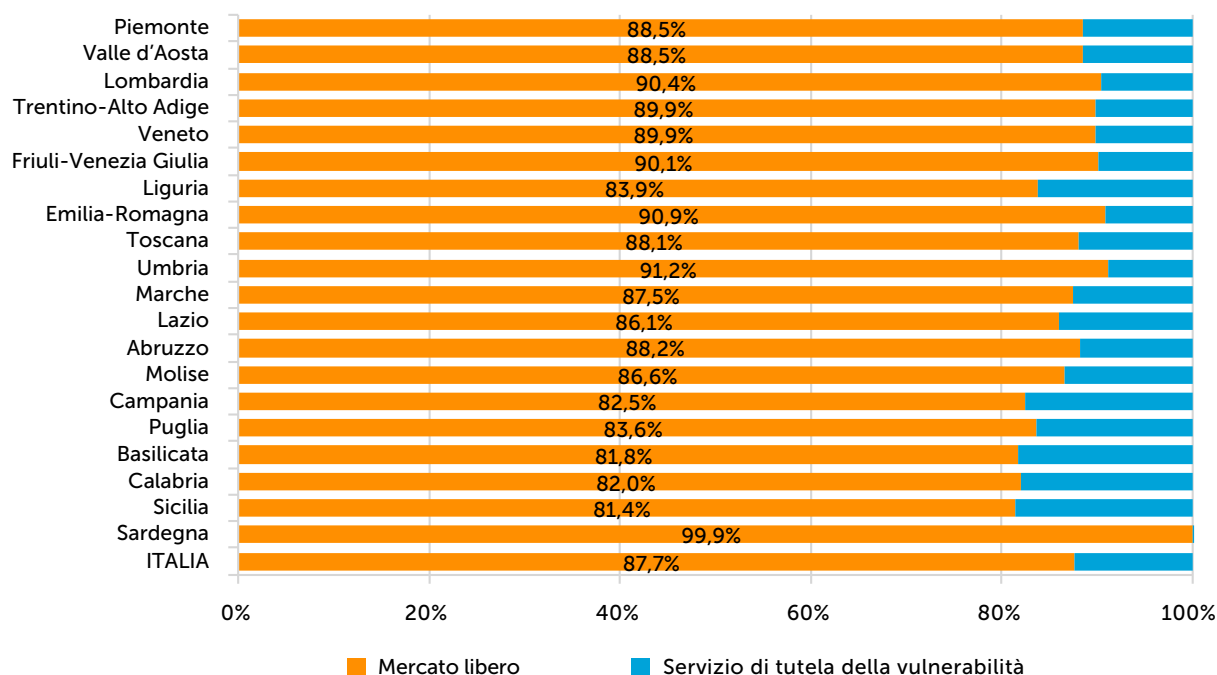
Uno sguardo al dettaglio dei diversi settori di consumo mostra per ciascuno di essi una distribuzione geografica dei volumi acquistati nei territori abbastanza simile a quella appena descritta. Tuttavia, nei comparti della generazione elettrica e delle attività di servizio pubblico i consumi risultano maggiormente equidistribuiti tra le varie zone del territorio, mentre nei condomini con uso domestico la distanza tra il Nord e le altre aree è decisamente più ampia. Infatti, nella generazione elettrica il Nord pesa per il 47%, il Centro per il 33% e il Sud e Isole per il 21%; nelle attività di servizio pubblico l'incidenza del Nord scende al 50%, quella del Centro scende al 28% e quella del Sud e Isole sale al 22%; all'opposto per i condomini con uso domestico il Nord assume l'82% dei volumi nazionali e il resto è in gran parte acquistato al Centro (15%); questo uso è molto ridotto al Sud, dove, comprensibilmente, i riscaldamenti centralizzati non risultano particolarmente diffusi, come denotano i volumi di acquisto che rappresentano solo il 3% del totale nazionale.

Il confronto tra i valori di consumo medio regionali per gli usi domestici, che includono i dati dei condomini, e quelli del commercio e servizi (Fig. 3.18) mostrano dati stabili nel tempo. La media nazionale dei consumi domestici è di 665 m³, con una punta al Nord, dove le condizioni climatiche relativamente più rigide spingono il consumo medio unitario a 811 m³, mentre i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 545 e 428 m³. Tra le regioni spiccano il dato della Sardegna, dove il consumo medio è molto inferiore a tutte le altre zone e pari a 253 m³ e la Valle d'Aosta, dove il consumo è comprensibilmente il più alto d'Italia, pari a 1.027 m³. Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, ovviamente su livelli di consumo più elevati rispetto ai domestici, si riscontra nel caso dei consumi medi del commercio e servizi: il dato medio nazionale, pari a 6.330 m³, non è molto dissimile da quelli del Nord (6.838 m³), del Centro (5.676 m³) e del Sud e Isole (4.691 m³).

FIG. 3.18 Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2024

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La ripartizione dei clienti a livello territoriale tra mercati libero e servizio di tutela della vulnerabilità (Fig. 3.19), evidenzia come nel 2024 il mercato libero abbia superato l'80% in tutte le regioni, con punte superiori al 90% in Lombardia, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Umbria e Sardegna. La quota media nazionale dei clienti nel nuovo servizio di tutela della vulnerabilità è risultata pari al 12,4%; l'incidenza di tale servizio è tendenzialmente più elevata nelle regioni meridionali e in Liguria. La quota più ampia di clienti nel servizio di tutela della vulnerabilità è in Sicilia (18,6%), quelle più basse sono in Sardegna (0,1%) e in Umbria (8,8%).

FIG. 3.19 Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2024

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Interessante risulta, infine, effettuare un'analisi dei livelli di concentrazione in ambito territoriale attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre gruppi societari in ciascuna regione e dalla quota di clienti da loro serviti (Tav. 3.37). Il numero di imprese di vendita esposto per ciascuna regione, invece, è ottenuto conteggiando le singole imprese che operano nei vari mercati regionali e non sui gruppi societari.

Il livello di concentrazione nel settore domestico allargato – inteso come somma dei punti di riconsegna domestici e dei condomini con uso domestico – risulta ancora piuttosto elevato con valori del C3 vicini o superiori all'80% in quattro regioni, le stesse da anni (Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Calabria e Sicilia) oltre che in Sardegna, regione nella quale il gas è arrivato solo da pochi anni, per questo il numero dei venditori è ancora molto basso (9). Vi sono poi altre tre regioni in cui il C3 è vicino al 70% (Toscana, Lazio e Basilicata) a cui si aggiungono altre quattro regioni in cui supera il 60% (Campania, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna e Umbria). Il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di imprese di vendita attive (383): qui la quota del mercato domestico dei primi tre gruppi di vendita è del 45% e la percentuale di clienti da loro serviti è pari al 38,9%. Un valore di C3 relativamente ridotto, si osserva anche in Molise (47,6%) e in Veneto (47,8%). La presenza di un consistente numero di imprese attive non è garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Lazio e Toscana, dove le quote dei primi tre gruppi sono vicine o superiori al 70% in termini di volumi, nonostante, appunto, un cospicuo numero di venditori presenti (oltre 300) in entrambi questi territori.

I livelli di concentrazione, naturalmente, si abbassano notevolmente (in media di oltre 7 punti percentuali) se valutati relativamente all'intero mercato della vendita, che comprende anche gli usi commerciali, industriali e termoelettrici. Ciò in quanto, di norma, gli usi produttivi sono molto più dinamici e pronti a cambiare fornitore per ottenere dei risparmi; di conseguenza, il livello concorrenziale nei confronti di questi clienti è più elevato. Relativamente alle misure sul mercato totale è interessante osservare che in cinque regioni (Trentino-Alto Adige, Campania, Calabria, Toscana e Friuli-Venezia Giulia) la percentuale di clienti serviti dai primi tre gruppi del mercato è molto inferiore alla quota di mercato calcolata sui volumi da essi venduti. Ciò significa che in quei territori è sufficiente avere un portafoglio di clienti con consumi importanti, tipicamente quelli industriali, per garantirsi un'ampia quota dei volumi di vendita.

Rispetto al 2023 il numero di imprese di vendita è cresciuto in tutte le regioni (in media di 25 unità), e anche il livello della concentrazione è sceso, in media di 2 punti percentuali; fanno eccezione Sicilia, Molise e Friuli-Venezia Giulia, dove il C3 sul mercato totale è aumentato rispetto all'anno precedente.

TAV. 3.37 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di gas naturale nel 2023 (quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3) e percentuale di clienti da loro serviti)*

REGIONE	NUMERO DI IMPRESE DI VENDITA	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	340	48,4%	61,1%	52,9%	43,8%
Valle d'Aosta	132	85,2%	84,7%	78,1%	77,4%
Lombardia	383	45,0%	55,4%	38,9%	39,2%
Trentino-Alto Adige	202	80,9%	86,0%	54,6%	81,2%

(segue)

REGIONE	NUMERO DI IMPRESE DI VENDITA	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Veneto	327	47,8%	51,2%	38,3%	39,1%
Friuli-Venezia Giulia	273	66,1%	67,2%	48,0%	56,9%
Liguria	299	58,1%	77,0%	61,7%	59,3%
Emilia-Romagna	349	62,4%	65,1%	50,7%	53,1%
Toscana	334	71,5%	76,5%	47,3%	59,0%
Umbria	254	60,3%	63,0%	65,2%	55,5%
Marche	282	48,9%	49,4%	42,7%	30,6%
Lazio	350	70,0%	80,8%	67,7%	58,4%
Abruzzo	294	54,7%	56,3%	41,4%	23,7%
Molise	199	47,6%	47,2%	65,5%	3,8%
Campania	311	68,4%	72,4%	42,2%	65,4%
Puglia	299	57,1%	57,5%	45,6%	45,9%
Basilicata	218	69,9%	71,5%	61,3%	65,5%
Calabria	262	79,2%	79,9%	66,5%	79,3%
Sicilia	270	79,7%	80,4%	89,2%	79,8%
Sardegna	9	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I contratti di vendita nel mercato libero

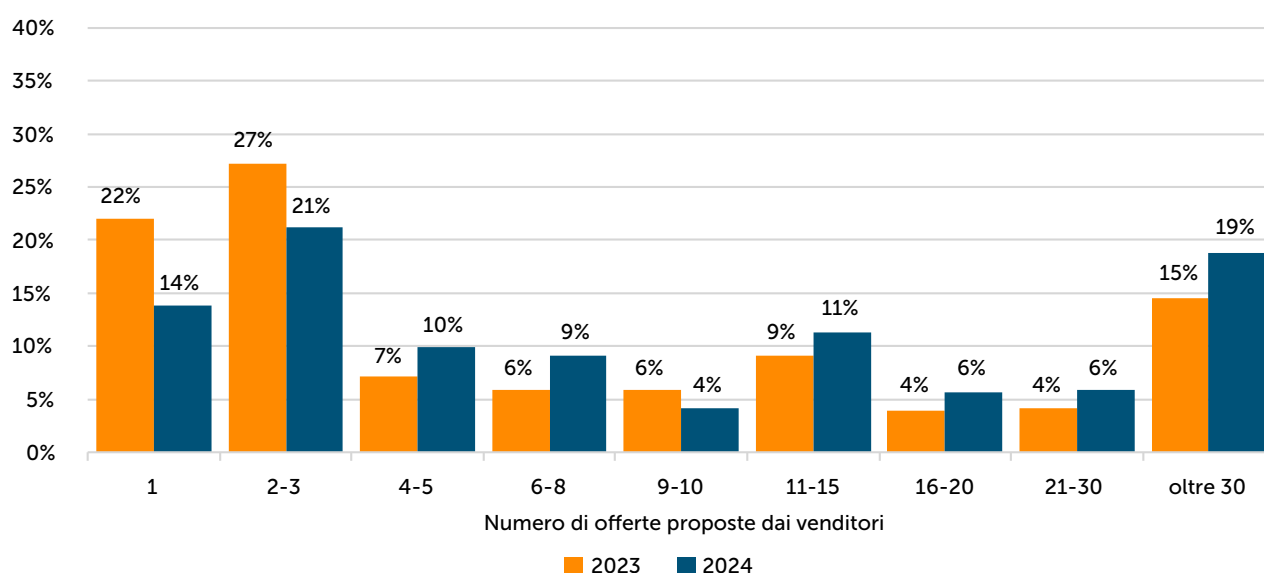
Come già evidenziato nel Capitolo 2 di questo Volume, anche quest'anno l'Indagine annuale sui settori energetici ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero. Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà assai complessa e variegata. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di contratti scelti dai clienti nel 2024, includono anche i contratti PLACET senza tuttavia tenerli distinti. Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 2, si ribadisce che l'obiettivo delle domande sulla quantità e qualità delle offerte commerciali è teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di valutare con cautela i risultati presentati in queste pagine.

La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas propone ai propri potenziali clienti è pari a 20,5 per la clientela domestica (9,2 sono acquistabili solo online), 8,8 per i condomini con uso domestico (2,6 solo online) e 15,7 per la clientela non domestica (3,5 solo online). Tutti numeri sono in diminuzione rispetto al 2023 (quando erano pari, rispettivamente, a 17,1, 7,7 e 14,1), come nel 2023 è la clientela domestica ad avere una possibilità di scelta maggiore rispetto alle altre due categorie di clientela.

Nel segmento della clientela domestica, il 13,8% dei venditori propone un'unica offerta commerciale, mentre il 21,2% mette a disposizione fino a tre offerte. La quota restante, pari al 64,9%, presenta un portafoglio composto da quattro o più offerte (Fig. 3.20). Rispetto al 2023 i, il numero di venditori che propone una sola offerta è in diminuzione (era 22%), quello che ne metteva a disposizione dei clienti da due a tre offerte è diminuito di quasi sei punti percentuali, mentre aumenta la quota dei venditori che mette a disposizione della clientela un ampio ventaglio di proposte commerciali (più di 30, era pari al 51%).

Nel 2024, analogamente a quanto osservato nel settore elettrico, l'interesse delle famiglie verso le offerte online risulta ancora limitato, nonostante il crescente processo di digitalizzazione. Solo il 9,7% dei clienti domestici ha infatti scelto di sottoscrivere un'offerta tramite canali digitali. La quota risulta più elevata tra i clienti non domestici, dove si attesta al 20,6%, mentre rimane particolarmente contenuta nel segmento dei condomini con uso domestico, con una penetrazione pari al 2% (dati sostanzialmente invariati rispetto al 2023).

FIG. 3.20 Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici

La percentuale di clienti domestici che ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (il cui prezzo non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione) è diminuita in modo significativo rispetto all'anno precedente, passando dal 44% al 28,6%. Per i condomini con uso domestico, la formula a prezzo variabile ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso³², continua a essere ampiamente prevalente, rappresentando il 93,6% dei contratti stipulati. Anche tra i clienti non domestici, tale tipologia risulta dominante, con una quota pari all'85,7% (Tav. 3.38).

³² Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nel 2024 a prescindere dall'anno in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di riconsegna che li hanno sottoscritti, l'energia venduta e il prezzo medio indicati dai venditori sono quelli relativi ai clienti che sono stati serviti nel corso dell'anno anche in base a un contratto sottoscritto negli anni precedenti (ma non scaduto).

TAV. 3.38 Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2024 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) C€/M ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
Contratti a prezzo fisso	28,6%	101,50	6,4%	79,85	14,3%	51,60
Contratti a prezzo variabile	71,4%	72,09	93,6%	56,78	85,7%	44,75
TOTALE CLIENTI	100%	79,92	100%	57,29	100%	49,95

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.39 Contratti a prezzo variabile per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)

TIPO DI INDICIZZAZIONE DEL CONTRATTO DI VENDITA	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) C€/M ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
Con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela della vulnerabilità	15,1%	58,48	14,16%	51,90	10,8%	44,99
Con indicizzazione all'andamento del Brent	0,0%	66,33	0,47%	76,11	0,8%	54,34
Con indicizzazione all'andamento delle quotazioni del TTF	7,7%	71,02	6,24%	52,68	13,6%	47,79
Con indicizzazione all'andamento del prezzo del PSV	72,6%	74,03	75,75%	57,53	67,2%	44,74
Con indicizzazione all'andamento dei mercati gestiti da GME	1,9%	70,52	2,43%	54,64	3,7%	44,65
Con indicizzazione limitata	0,0%	0,00	0,00%	0,00	0,0%	0,01
Con altra modalità non altrimenti specificata	2,6%	94,71	0,95%	49,89	3,8%	42,30
TOTALE	100%	72,09	100%	5,678%	100%	44,75

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2023 si osserva anche una differenza di prezzo tra contratti a prezzo fisso e variabile più marcata, in particolare per il segmento domestico; tale differenza, valutabile in base al valore della componente relativa al costo di approvvigionamento, risulta infatti sempre a vantaggio del prezzo variabile. Più in dettaglio, il differenziale a favore dei contratti a prezzo variabile è particolarmente elevato per i clienti domestici (29,4 c€/m³), è molto significativo per i condomini (23,1 c€/m³) ed è più contenuto per i clienti non domestici (6,9 c€/m³).

Per tutte le tipologie di clienti, la modalità di indicizzazione più frequentemente adottata nei contratti a prezzo variabile risulta essere quella legata all'andamento del prezzo del PSV (Punto di Scambio Virtuale). Tale opzione, tuttavia, non si conferma la più conveniente dal punto di vista economico, come già osservato nel 2023 (Tav. 3.39). Tra i clienti domestici, il 72,6% opta per questa modalità di indicizzazione, nonostante comporti un prezzo

superiore del 3% rispetto alla media dei contratti a prezzo variabile. La seconda tipologia più scelta è quella basata sull'andamento del prezzo con sconto applicato su una delle componenti tariffarie stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela della vulnerabilità, adottata nel 15,1% dei contratti variabili. Quest'ultima rappresenta la soluzione più vantaggiosa tra le varie modalità di indicizzazione, con un prezzo per la sola componente di approvvigionamento inferiore del 19% rispetto alla media. Al contrario, la modalità economicamente meno favorevole è quella dei contratti con indicizzazione non specificata, che tuttavia risulta marginale, rappresentando solo il 2,6% del totale.

Anche tra i condomini, la modalità più scelta è quella con indicizzazione al PSV, che risulta più costosa dell'1% rispetto alla media dei contratti a prezzo variabile. La modalità più onerosa è invece quella indicizzata al Brent, con un prezzo superiore del 34% rispetto alla media, sebbene sia scelta in meno dell'1% dei casi. Di contro, la modalità più economica è quella con altra indicizzazione non specificata (anch'essa adottata in meno dell'1% dei casi), seguita dai contratti con sconto su una componente stabilita dall'Autorità, che presentano un prezzo inferiore del 9% rispetto alla media e sono scelti nel 14,1% dei casi.

Per i clienti non domestici, la modalità di indicizzazione al PSV è anch'essa la più diffusa (67,2% dei contratti), ma, a differenza delle altre categorie di clienti, il prezzo risulta allineato alla media dei contratti a prezzo variabile. Anche i contratti indicizzati ai mercati gestiti dal GME mostrano prezzi simili, pur rappresentando solo il 3,7% delle scelte. Il contratto più costoso si conferma quello indicizzato al Brent, con un prezzo superiore del 21% rispetto alla media, sebbene la sua adozione resti inferiore all'1%.

Il 43,5% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente prevista al verificarsi di una determinata condizione (ad esempio, sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio, risulta che, tra tale tipologia di contratti il 59,5% è un contratto a prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 21,1% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (di cui prevalentemente a prezzo variabile: 83,3%), mentre nel caso dei non domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 23,4% del totale (di cui prevalentemente a prezzo variabile: 80,3%).

Nei questionari dell'Indagine annuale 2024, la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti di vendita del gas naturale è stata rilevata con le stesse modalità dell'anno precedente. Anche nel questionario relativo al gas, come in quello sull'energia elettrica, è stato richiesto ai venditori di specificare la combinazione di servizi aggiuntivi inclusa nei contratti scelti dai propri clienti. Di conseguenza, i clienti associati a contratti contenenti più servizi aggiuntivi sono stati riattribuiti pro quota ai singoli servizi indicati dai venditori (Tav. 3.40).

La diffusione dei servizi aggiuntivi nei contratti di fornitura gas a prezzo fisso varia sensibilmente in base alla tipologia di clientela. Tra i clienti domestici, solo il 18,2% risulta privo di almeno un servizio aggiuntivo. Al contrario, la quota di contratti privi di servizi aggiuntivi risulta significativamente più alta tra i condomini ad uso domestico e i clienti non domestici, attestandosi rispettivamente al 64,9% e al 79,2%. Nei contratti a prezzo variabile la quota di clienti domestici con contratti privi di servizi aggiuntivi sale al 52,3%: per questa tipologia di clientela, dunque, la preferenza verso i servizi aggiuntivi è più diffusa nei contratti a prezzo fisso rispetto a quelli a prezzo variabile. Per quanto riguarda i condomini ad uso domestico e i clienti non domestici, le quote di contratti privi di servizi

aggiuntivi nei contratti a prezzo variabile risultano invece molto simili a quelle dei contratti a prezzo fisso: rispettivamente 79,8% e 75,5%, confermando per entrambe le tipologie un elevato disinteresse per i servizi aggiuntivi.

Con riferimento ai clienti domestici, si rileva che, tra i contratti a prezzo fisso che includono almeno un servizio aggiuntivo, emerge una netta preferenza per quelli che prevedono la partecipazione a un programma fedeltà a punti (55,7%, in significativo aumento rispetto al 43,6% del 2023) e per quelli che garantiscono la fornitura di energia 100% *green* (13,6%, in crescita rispetto al 10,5% del 2023). Le restanti tipologie di servizi aggiuntivi registrano incidenze inferiori al 3,8%.

TAV. 3.40 *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2024 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO C€/M ³	QUOTA	PREZZO c€/m ³	QUOTA	PREZZO c€/m ³
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO						
Nessun servizio aggiuntivo	18,20%	101,36	64,97%	81,51	79,92%	56,76
Garanzia di energia 100% green	13,69%	92,52	12,56%	72,20	7,87%	87,57
Servizi energetici accessori	2,23%	82,18	2,01%	89,28	0,18%	64,79
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,82%	80,21	0,31%	74,38	0,68%	78,36
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	3,08%	102,19	0,38%	57,18	0,04%	70,26
Programma di raccolta punti	55,77%	107,00	17,75%	66,65	10,89%	91,89
Omaggio o gadget	1,40%	104,10	0,33%	82,02	0,07%	92,97
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	3,82%	89,39	1,68%	97,40	0,36%	31,74
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	101,50	100%	79,85	100%	51,60
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE						
Nessun servizio aggiuntivo	52,28%	70,92	79,84%	55,93	75,48%	43,99
Garanzia di energia 100% green	11,32%	75,23	2,68%	59,95	5,98%	62,25
Servizi energetici accessori	4,69%	73,31	12,65%	62,94	3,60%	62,52
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,68%	74,68	0,03%	66,21	0,32%	64,39
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	2,98%	72,56	0,19%	63,23	0,40%	62,85
Programma di raccolta punti	26,51%	74,89	2,99%	50,68	10,27%	55,14
Omaggio o gadget	0,62%	80,55	0,13%	40,03	0,10%	41,24
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	0,93%	55,11	1,48%	79,89	3,85%	42,23
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	72,09	100%	56,78	100%	44,75

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda il prezzo di tali contratti – misurato sulla base della componente relativa ai costi di approvvigionamento e di vendita – si osserva che il contratto economicamente più vantaggioso è quello associato a be-

nefici sull'acquisto di altri beni o servizi, scelto, tuttavia, da una quota marginale di clienti (1,8%). Anche i contratti che includono servizi energetici accessori risultano più convenienti in termini di prezzo, ma sono sottoscritti da una percentuale esigua di utenti (2,2%). Di contro, il contratto con servizi aggiuntivi maggiormente scelto (quello con programma punti) risulta essere anche il più costoso, presentando un prezzo superiore del 5,4% rispetto alla media dei contratti a prezzo fisso. Tra i clienti domestici che sottoscrivono contratti a prezzo variabile con servizi aggiuntivi – pari complessivamente al 47,7% – si confermano le stesse preferenze rilevate per i contratti a prezzo fisso: la partecipazione a un programma punti (26,5%) e la garanzia di energia 100% “verde” (11,3%) rappresentano le opzioni più diffuse. Per questa tipologia contrattuale, tutti i servizi aggiuntivi – ad eccezione di quelli non espressamente classificati nella rilevazione – risultano associati a un prezzo superiore rispetto alla media dei contratti a prezzo variabile.

Analizzando i dati relativi ai clienti condominio con uso domestico che hanno sottoscritto contratti a prezzo fisso contenenti almeno un servizio aggiuntivo – pari al 35% del totale – si rileva che, come per i clienti domestici, il servizio più frequentemente scelto è quello che prevede la partecipazione a un programma di raccolta punti (17,5%). Per questa tipologia di clientela, il contratto economicamente più vantaggioso risulta essere quello con altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas (-28,4% rispetto al prezzo medio dei contratti fissi), tuttavia, tale opzione è stata scelta da una quota trascurabile di clienti (0,4%). Nel segmento dei contratti a prezzo variabile, il contratto con servizi aggiuntivi meno oneroso per i clienti condominio con uso domestico risulta essere quello che prevede l'erogazione di omaggi o gadget. Anche in questo caso, però, la percentuale di adesione a tale opzione risulta sostanzialmente nulla.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, tra i contratti che prevedono almeno un servizio aggiuntivo – pari al 20% del totale – la scelta più diffusa nei contratti a prezzo fisso coincide con quella delle altre tipologie di clientela: la partecipazione a un programma di raccolta punti (10,2%).

Il contratto a prezzo fisso con servizio aggiuntivo economicamente più vantaggioso, considerando la componente di approvvigionamento e vendita, è quello che prevede servizi energetici accessori. Anche in questo caso, tuttavia, la quota di clienti che ha optato per tale opzione risulta pressoché nulla. Per quanto concerne i contratti a prezzo variabile, le preferenze espresse risultano analoghe a quelle riscontrate nei contratti a prezzo fisso. L'offerta più conveniente tra quelle con servizi aggiuntivi è rappresentata dal contratto che include omaggi e gadget, anch'esso scelto da una quota di clientela estremamente limitata.

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

L'analisi dell'attività di distribuzione di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate conclude, come di consueto, la panoramica sullo stato dei servizi nel settore del gas.

Nell'indagine annuale sui settori energetici, i distributori di gas diversi dal gas naturale hanno fornito i dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2024 e confermato (o rettificato) i dati sul 2023 forniti in via preconsuntiva lo scorso anno; questi ultimi sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella precedente *Relazione Annuale*).

Hanno risposto all'Indagine 58 delle 61 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate nei due anni considerati; le imprese attive al 31 dicembre 2024 erano 55.

Anche in questo segmento del settore gas ogni anno si registrano diverse operazioni societarie. Le principali che nel 2024 hanno riguardato l'attività di distribuzione, misura e vendita di altri gas a mezzo reti canalizzate e che sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- dall'inizio dell'anno AGN Energia ha ceduto parzialmente l'attività a Univergas Italia; Eni Sustainable Mobility ha cambiato la ragione sociale in Enilive;
- in febbraio Briongas ha ceduto l'attività a Goldengas, come pure Magigas ha ceduto l'attività a Beyfin Società Benefit;
- in settembre Cime Costruzioni Impianto Metano ha ceduto l'attività a Bruno Reti Gas che con tale acquisizione ha avviato l'attività, mentre Enilive ha ceduto un impianto a Cosvim;
- in ottobre Hera Comm ha incorporato Hera Comm Marche; Gesam Gas & Luce ha cambiato la ragione sociale in Segnoverde;
- in novembre Ecogas ha cambiato la ragione sociale in SCG Gas.

Dopo la caduta (-7,1%) nel 2023, nel 2024 i prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete sono scesi ancora del 3,8%, da 28,9 a 27,8 M(m³), mentre i gruppi di misura alimentati da questi gas si sono lievemente ridotti di circa 400 unità, a poco meno di 153.000 unità (Tav. 3.41).

TAV. 3.41 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m³) e numero di GdM)

TIPO DI GAS	2023		2024		VARIAZIONE 2023-2024	
	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI
GPL	14,0	106.339	12,5	105.055	-11,3%	-1,2%
Aria propanata	11,8	44.242	12,0	45.128	1,7%	2,0%
Altri gas	3,1	2.793	3,4	2.794	9,3%	0,0%
TOTALE	28,9	153.374	27,8	152.977	-3,8%	-0,3%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La diminuzione complessiva nei volumi distribuiti è avvenuta interamente a carico del GPL, i cui prelievi sono scesi dell'11,3% (da 14 a 12,5 M(m³)); al contrario i volumi degli altri gas hanno registrato una ripresa: abbastanza lieve nel caso dell'aria propanata (1,7%) e un po' più forte (9,3%) nel caso degli altri gas, che però hanno un'incidenza piuttosto esigua. Anche nel caso dei gruppi di misura, la leggerissima riduzione complessiva (-0,3%) è dovuta esclusivamente al GPL, dove i clienti sono diminuiti di quasi 13.000 unità. Viceversa, i gruppi di misura alimentati ad aria propanata hanno registrato un incremento del 2%, mentre i clienti alimentati da altri gas sono rimasti invariati.

Rispetto al 2023 anche il consumo medio unitario è diminuito del 3,5%, passando da 188 a 182 m³, ma come sempre restano le marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 119 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 266 m³ dell'aria propanata e con i 1.206 m³ degli altri gas.

Dato l'andamento dei prelievi e dei punti, il consumo medio unitario di aria propanata è l'unico che ha registrato un aumento, mentre quello del GPL si è ridotto del 10% e quello degli altri gas non è cambiato.

Nonostante il calo dei prelievi, il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta sempre il GPL, che copre il 45% dei volumi complessivamente erogati e il 69% dei clienti serviti. Il resto dei clienti (29%) è allacciato a reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 43% dei volumi distribuiti. Gli altri tipi di gas, che includono solo il 2% dei clienti, consumano il 12% del gas complessivamente distribuito.

Le quote regionali nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale (Tav. 3.42) non presentano novità di rilievo rispetto agli anni passati. Con il 43% dei volumi complessivamente prelevati e il 33% del totale dei clienti alimentati con gas diversi dal gas naturale, la Sardegna (a lungo non metanizzata) rimane la regione con i consumi maggiori in Italia, sebbene l'arrivo del gas naturale, e la conseguente conversione di alcuni impianti di distribuzione, stia lentamente erodendo i consumi dei gas diversi. La trasformazione degli impianti a gas naturale emerge anche dal numero di comuni serviti in questa regione che è in calo da qualche anno: nel 2020 il servizio raggiungeva 110 comuni che sono scesi a 51 nel 2024. Con il 19% dei volumi erogati e l'8% dei clienti serviti, la Lombardia è la seconda regione per importanza, seguita dalla Toscana (9% dei volumi distribuiti e 16% dei gruppi di misura), dall'Emilia-Romagna (9% dei volumi e 6% dei clienti), Liguria (5% dei volumi e 8% degli utenti) e Lazio (4% dei volumi, ma 11% dei clienti serviti).

TAV. 3.42 *Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m³); numero di esercenti; numero di clienti; numero di comuni serviti)*

REGIONE	2023				2024			
	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Piemonte	12	1,35	9.171	87	85	1,38	9.255	87
Valle d'Aosta	3	0,10	610	7	7	0,10	630	7
Lombardia	15	4,99	12.594	59	65	5,27	12.561	59
Trentino-Alto Adige	2	0,25	1.094	8	7	0,26	1.094	8
Veneto	4	0,20	1.309	11	10	0,21	1.315	11
Friuli-Venezia Giulia	5	0,76	2.136	10	4	0,79	2.140	10
Liguria	13	1,24	11.732	67	61	1,28	11.716	67
Emilia-Romagna	12	1,42	9.974	49	159	1,36	9.816	49
Toscana	14	2,74	23.913	135	464	2,62	23.766	133
Umbria	9	0,70	5.589	39	32	0,65	5.571	39
Marche	10	0,44	2.815	32	32	0,36	2.820	32
Lazio	13	1,29	16.357	57	50	1,19	16.219	57
Abruzzo	7	0,15	3.146	10	12	0,14	2.911	10
Molise	1	0,03	200	1	1	0,03	197	1
Campania	3	0,14	1.020	9	9	0,13	1.036	9

(segue)

REGIONE	2023				2024			
	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Puglia	1	0,02	145	1	1	0,02	137	1
Basilicata	2	0,06	334	2	2	0,06	141	2
Calabria	1	0,07	968	5	5	0,06	843	5
Sicilia	2	0,04	236	3	3	0,04	205	3
Sardegna	5	12,92	50.031	52	51	11,87	50.604	51
ITALIA	-	28,91	153.374	644	-	27,82	152.977	641

(A) In questa colonna gli esercenti sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale nel 2024 sono risultati complessivamente 641.

L'estensione delle reti alimentate da gas diversi dal gas naturale (Tav. 3.43) è di 3.680 km (di cui l'80,6% alimentati a GPL), con circa 20 km non in funzione. Nel 2024 l'estensione complessiva delle reti è diminuita di quasi 65 km rispetto al 2023; si osservano, infatti, 9 km in meno sulla rete in media pressione, 55 in meno su quella in bassa pressione.

La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. I Comuni e le società patrimoniali delle reti risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 13,7% (in lieve aumento rispetto agli anni precedenti). Le quote di proprietà dei Comuni più significative si registrano in Abruzzo (35%), Marche (26,8%), Lazio (25,5%) e Umbria (20,9%).

Le 62 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate nei due anni considerati si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di società a responsabilità limitata (29 casi) e quella di società per azioni (29 casi); le restanti quattro imprese si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

TAV. 3.43 Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2023 (in km)

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI ^(A)
Piemonte	0	183,0	81,2	94,3%	5,7%
Valle d'Aosta	0	21,0	0,0	92,7%	7,3%
Lombardia	0	130,4	121,6	87,4%	12,6%
Trentino-Alto Adige	0	23,9	1,2	100,0%	-
Veneto	0	28,5	2,0	100,0%	-

(segue)

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI ^(A)
Friuli-Venezia Giulia	0	9,2	46,4	85,3%	14,7%
Liguria	0	156,4	85,0	97,3%	2,7%
Emilia-Romagna	0	137,5	133,9	90,8%	9,2%
Toscana	0,73	395,1	215,0	93,0%	7,0%
Umbria	0	74,9	79,3	79,1%	20,9%
Marche	0	40,3	44,3	73,2%	26,8%
Lazio	0	197,7	192,8	74,5%	25,5%
Abruzzo	0	48,8	9,2	65,0%	35,0%
Molise	0,45	2,3	1,2	100,0%	-
Campania	0	3,2	59,3	100,0%	-
Puglia	0	7,0	0,0	100,0%	-
Basilicata	0	3,7	0,0	100,0%	-
Calabria	0	53,7	0,0	100,0%	-
Sicilia	0	6,1	3,3	100,0%	-
Sardegna	0	572,4	508,3	81,5%	18,5%
ITALIA	1,18	2.095,0	1.583,9	86,3%	13,7%
di cui non in funzione	0	13,2	6,0	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La concentrazione nella distribuzione a mezzo rete dei gas diversi dal gas naturale è leggermente diminuita nel 2024: la quota dei primi tre operatori è risultata infatti pari al 60,1% dei volumi complessivamente erogati (Tav. 3.44), mentre nel 2023 era pari al 61,5%. Le prime cinque imprese contano per il 74,7% (75,5% nel 2023).

Nonostante i volumi di gas erogato siano scesi quasi per tutti i distributori, la classifica dei primi venti non risulta molto cambiata rispetto allo scorso anno, almeno sino al dodicesimo posto.

TAV. 3.44 Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2024 (volumi in M(m³))

SOCIETÀ	VOLUMI 2024	QUOTA	POSIZIONE NEL 2023
Mediterranea Energia Ambiente (MEDEA)	10,56	38,0%	1°
Liquigas	3,20	11,5%	2°
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	2,95	10,6%	3°
Enilive	2,76	9,9%	4°
Beyfin Soc. Benefit	1,30	4,7%	5°
Butan Gas	0,81	2,9%	6°
Centria	0,63	2,3%	7°

(segue)

SOCIETÀ	VOLUMI 2024	QUOTA	POSIZIONE NEL 2023
AGN Energia	0,53	1.9%	8°
Goldengas	0,45	1.6%	9°
Socogas	0,44	1.6%	10°
2i Rete gas	0,42	1.5%	11°
Lunigas I.F.	0,36	1.3%	12°
Autogas Riviera	0,29	1.0%	14°
Univergas Italia	0,28	1.0%	16°
Bragas	0,25	0.9%	15°
Olivi	0,21	0.8%	17°
iReti Gas	0,18	0.6%	18°
Ultragas C.M.	0,17	0.6%	19°
SCG Gas	0,15	0.5%	21°
Bruno Reti Gas	0,14	0.5%	-
Altri	1,73	6.2%	-
TOTALE	27,82	100%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La quota del primo operatore Mediterranea Energia Ambiente (Medea), che è il distributore del gruppo Italgas che opera in Sardegna, è scesa (dal 40,7% al 38%). La società Liquigas è in seconda posizione con una quota dell'11,5% (aveva l'11,4% nel 2023). Il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in Provincia di Pavia, è in terza posizione come nel 2023 con una quota del 10,6% (era al 9,4%). In tale comune è localizzata la raffineria di Eni che produce, tra l'altro, gas destinato all'alimentazione della centrale termoelettrica di Ferrera Erbognone (PV) di proprietà di Eni-Power. Enilive (già Eni Sustainable Mobility), la società del gruppo Eni che effettua l'attività di distribuzione dei gas diversi per il gruppo Eni, ha conservato la quarta posizione con una quota appena inferiore al 10%. In quinta posizione si trova la società Beyfin, giunta in tale posizione nel 2023 grazie all'incorporazione di Carbotrade Gas.

Una minore concentrazione, ma in aumento, caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori, nell'ordine Liquigas con il 25,7%, Enilive con il 10,7% e Beyfin con il 10,4%, hanno distribuito il 46,9% del totale; i primi cinque, che si ottengono aggiungendo ai tre menzionati anche Butan Gas e Centria, il 58,4%. Nel 2023 la quota dei primi tre operatori era del 42,1%, quella dei primi cinque era pari al 56,1%.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto

Nell'aprile 2023 l'Autorità ha approvato³³ i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas per il periodo 2024-2027 (RTTG 2024-2027). È stata confermata la metodologia della "distanza (percorsa)³⁴ ponderata per la capacità (impegnata)", prevista dal codice TAR³⁵ e introdotta nel precedente periodo regolatorio. Come in passato, vi sono corrispettivi di entrata e di uscita, i cui proventi devono consentire di recuperare, rispettivamente, il 25% e il 75% dei costi di capitale complessivi del sistema (nella precedente regolazione tariffaria tali percentuali erano rispettivamente del 28% e 72%). Come in precedenza sono stati fissati corrispettivi di entrata differenziati per ciascuno dei punti di immissione nella rete nazionale di gas: da produzione nazionale, da importazione via metanodotto, da importazione via impianto di rigassificazione e da stoccaggio. Anche i corrispettivi di uscita sono differenziati, sia per i prelievi sul territorio nazionale – a seconda che il punto di uscita sia più o meno distante di 15 km dalla rete nazionale –, sia per le esportazioni, per le quali i valori sono associati a ciascun metanodotto.

Relativamente alla misura, è stata confermata l'articolazione tariffaria in due componenti, una che copre i costi di misura generali (CM^T) e una (CM_{CF}^{PDR}) che copre i costi di misura dei soli punti di riconsegna dei clienti finali. Quest'ultima viene espressa in euro/PDR/anno, e articolata in cinque classi distinte in funzione della portata dell'impianto di misura ubicato presso i clienti finali. Sono state eliminate le maggiorazioni nel tasso di remunerazione dei nuovi investimenti, sostituendole con meccanismi sperimentali di incentivazione finalizzati al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate e all'utilizzo delle centrali di compressione dual-fuel per la fornitura di servizi di flessibilità al mercato per il servizio di dispacciamento. Infine, nei meccanismi di riconoscimento dei costi vi è stato un primo raccordo con la regolazione per obiettivi di spesa e servizio (ROSS)³⁶.

Nel maggio 2024 sono quindi state approvate³⁷ le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto del gas naturale presentata dalle imprese per l'anno solare 2025 (Tav. 3.45).

TAV. 3.45 Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2025

Corrispettivi unitari variabili (commodity) (in €/S(m³))

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV _U	0,0088946
CV _{FC}	0,0023931

33 Allegato A alla delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas, Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) - RTTG 2024-2027.

34 Distanza tra punto di entrata e punto di uscita dalla rete di trasporto del gas.

35 Regolamento (UE) 2017/460 della Commissione del 16 marzo 2017, finalizzato all'armonizzazione delle strutture tariffarie del trasporto del gas all'interno dell'Unione europea.

36 Regolazione contenuta nel Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dai settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031), allegato A alla delibera 18 aprile 2023, 163/2023/R/com.

37 Delibera 29 maggio 2024, 216/2024/R/gas.

Corrispettivi unitari di capacità (€/anno/S(m³)/giorno)

CP_E – CORRISPETTIVI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	3,720286	Tarvisio	1,540964
Gela	3,409855	Gorizia	1,427874
Passo Gries	1,574848	Melendugno	2,498085
5 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	1,289018	GNL Cavarzere	1,157255
GNL OLT Livorno	1,494445	GNL Piombino	1,516461
GNL Ravenna	1,086579		
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage			0,561226
10 hub di aggregazione dei 92 campi di produzione nazionale di gas naturale o biometano			
Produzione hub 1 – Nord Occidentale	1,031447	Produzione hub 2 – Nord Orientale	0,985255
Produzione hub 3 – Rubicone	1,018153	Produzione hub 4 – Falconara	1,179493
Produzione hub 5 – Pineto	1,365422	Produzione hub 6 – San Salvo	1,591482
Produzione hub 7 – Candela	1,781362	Produzione hub 8 – Monte Alpi	2,126422
Produzione hub 9 – Crotone	2,640051	Produzione hub 10 – Gagliano	3,181543
CPU – CORRISPETTIVI DI USCITA			
6 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	4,088203	Passo Gries	4,505948
Gorizia	3,874118	Melendugno	4,356035
Repubblica di San Marino	2,774356	Tarvisio	4,099090
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage			1,586949
Punti di riconsegna per i prelievi sul territorio italiano			
Distanti meno di 15 Km dalla rete nazionale	3,400360	Distanti più di 15 Km dalla rete nazionale	3,563153

Corrispettivi per il servizio di misura

CM	
CM ^T (€/anno/S(m³)/giorno)	0,149854
CM _{CF} ^{PDR} (€/anno/PdR):	
Q erogata ^(A) ≤ 16	30,09
16 < Q erogata ^(A) ≤ 65	200,60
65 < Q erogata ^(A) ≤ 200	451,35
200 < Q erogata ^(A) ≤ 4.000	5.115,30
Q erogata ^(A) > 4.000	8.024,00

(A) La quantità erogata è espressa in m³ standard/ora.

Fonte: ARERA.

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas. In dettaglio è prevista una riduzione del 15% dei corrispettivi CPE per un'interruzione massima di 29 giorni, per il punto di entrata di Passo Gries, e di 37 giorni per gli altri punti di entrata, con preavviso entro le ore 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione.

TAV. 3.46 Componenti aggiuntive alle tariffe di trasporto e misura gas

COMPONENTE	DESTINAZIONE/FINALITÀ	VALORE AL 1° GENNAIO 2025 (c€/S(m³))
GS _T	A agevolazioni ai clienti finali del settore gas in stato di disagio economico	0,3320 ³⁸
RE _T	Misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale	1,1768 ³⁹
UG _{3T}	Importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del servizio di default del trasporto	0,6881 ⁴⁰
CRV ^{BL}	Bilanciamento del sistema gas	0,0000 ⁴¹
CRV ^{CS}	Disponibilità di stoccaggio strategico	0,2872 ⁴²
CRV ^{FG}	Fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione	0,0000 ⁴³
CRV ^{OS}	Fattore di copertura parziale dei ricavi per il servizio di stoccaggio	3,6400 ⁴⁴
CRV ST	Oneri derivanti dalla nuova disciplina del settlement gas	1,6000 ⁴⁵
CRV ^I	Contenimento dei consumi di gas	0,6972 ⁴⁶

Fonte: ARERA.

Agli utenti del servizio di trasporto di gas naturale sono inoltre applicate le componenti tariffarie aggiuntive (stabilite dall'art. 41 della RTTG 2024-2027) elencate e descritte nella tavola 3.46, insieme al valore vigente nel primo trimestre 2025 stabilito dalla delibera 27 dicembre 2024, 599/2024/R/com.

Rigassificazione

Nel maggio 2023 l'Autorità ha definito i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto per il periodo 2024-2027. Sono stati sostanzialmente confermati i criteri di riconoscimento dei costi del servizio seguiti in precedenza e vi è stato l'allineamento di alcuni aspetti alla regolazione per obiettivi di spesa e servizio (ROSS).

38 Comma 2.4 delibera 599/2024/R/com e tabella 2 allegata alla delibera 27 settembre 2024, 384/2024/R/com.
39 Comma 2.6 delibera 599/2024, comma 2.6 delibera 28 dicembre 2023, 633/2023/R/com e tabella 14 allegata alla delibera 20 febbraio 2024, 45/2024/R/com. La delibera 633/2023 prevede che per le imprese a forte consumo di gas naturale (di cui alla delibera 2 novembre 2022, 541/2022/R/gas), la componente RET sia più bassa e compresa tra 0,1300 e 0,3129 c€/m³.
40 Comma 2.5 delibera 599/2024/R/com e tabella 9 allegata alla delibera 28 marzo 2024, 113/2024/R/com.
41 Comma 2.10 delibera 599/2024/R/com.
42 Comma 2.12 delibera 599/2024/R/com e comma 2.12 delibera 113/2024.
43 Comma 2.7 delibera 599/2024/R/com e comma 3.5 delibera 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.
44 Comma 2.9 delibera 599/2024 e comma 2.9 delibera 384/2024.
45 Comma 2.11 delibera 599/2024/R/com.
46 Comma 2.8 delibera 599/2024/R/com.

Nel giugno 2024 l'Autorità ha quindi approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno 2025, presentate dalle società: GNL Italia per il terminale di Panigaglia; Terminale GNL Adriatico per l'impianto di Rovigo; OLT Offshore LNG Toscana per il terminale di Livorno; FSRU Italia per i terminali di Piombino e Ravenna (Tav. 3.47).

TAV. 3.47 Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2025

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO	PIOMBINO	RAVENNA
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C_{qs} (€/m ³ liquido/anno)	5,725007	22,551126	21,953614	12,534504	16,492822
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C_{rs} (€/m ³ liquido/anno)	0,124912	-	0,086270	0,011033	-
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{CP} (per m ³ consegnato)	1,33%	0,75%	0,73%	1,10%	2,00%
Corrispettivo unitario a copertura dei costi di natura monetaria associati ai consumi della catena di rigassificazione	C_{CP} (€/m ³ liquido/anno)	1,960790	-	-	-	-
Corrispettivo unitario a copertura dei costi relativi al sistema di Emission Trading	C_{ETS} (€/m ³ liquido/anno)	0,890395	0,636278	1,095685	0,979750	1,999491

Fonte: ARERA.

Stoccaggio

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha definito⁴⁹ i criteri di regolazione delle tariffe (RTSG) e della qualità (RQSG) del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2025).

Nell'agosto 2023 l'Autorità ha approvato⁵⁰ i ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio del gas naturale relativi all'anno 2024. In esito alla definizione dei ricavi, le società Stogit e Edison Stoccaggio hanno determinato,

⁴⁹ Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

⁵⁰ Delibera 3 agosto 2023, 379/2023/R/gas.

trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi tariffari per l'anno termico 2024-2025 (Tav. 3.48), come previsto dalla regolazione. In aggiunta ai corrispettivi suddetti, fin dalla fine del 2017 è stato introdotto⁵¹ il contributo compensativo per il mancato utilizzo del territorio, a favore alle regioni, fissato in misura pari 0,00001 euro/anno per kWh di capacità di spazio conferita e applicato dal 1° aprile 2018.

TAV. 3.48 Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2024-31 marzo 2025

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO	ITAL GAS STORAGE
Corrispettivo unitario di spazio c_s	c€/KWh/a	0,101601	0,208985	1,229558
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione c_i	€/KWh/g/a	7,141448	17,918018	81,220745
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione c_e	€/KWh/ g/a	9,904995	22,910922	87,487747

Fonte: Stogit ed Edison Stoccaggio.

Occorre evidenziare che le tariffe espone nella tavola 3.48 hanno ormai una applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario delle imprese di produzione nazionale, che insieme assorbono una quota inferiore al 2% della capacità di stoccaggio complessiva.

Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità ed è finalizzato a fronteggiare eventuali criticità negli approvvigionamenti o nel funzionamento del sistema gas, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile CRV^{CS}, applicato alle quantità di gas trasportato⁵². Per il periodo dal 1° aprile 2024 al 31 marzo 2025 il corrispettivo CRV^{CS} è pari a 0,2872 c€/S(m³)⁵³.

La capacità di stoccaggio restante, destinata a servizi di modulazione stagionale e pluriennale, viene conferita e remunerata in base a procedure concorsuali, disciplinate dalla regolazione per l'accesso ai servizi di stoccaggio e per la loro erogazione (RAST), come definita dall'Autorità nel febbraio 2019⁵⁴. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste, aperte alla partecipazione degli operatori del mercato del gas naturale (essenzialmente grossisti e venditori ai clienti finali). Nella tavola 3.49 sono sintetizzati gli esiti delle aste effettuate da Stogit, Edison Stoccaggio e Ital Gas Storage nel corso del 2024 per l'anno termico 1° aprile 2024-31 marzo 2025.

Rispetto all'anno precedente, si registra:

- una lieve riduzione nella capacità conferita su base d'asta (-2,6 TWh, -3%);
- il dimezzamento nei livelli dei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione), scesi dai 6,04 €/MWh del 2023 ai 2,98 €/MWh del 2024, che rappresentano tuttavia il ritorno a ordini di grandezza consueti negli anni pre-pandemici.

51 Punto 3 della delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.

52 Delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas.

53 Comma 2.12 delibera 27 dicembre 2024, 599/2024/R/com che ha confermato il valore fissato nel comma 2.12 della delibera 28 marzo 2024, 113/2024/R/com.

54 Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

TAV. 3.49 *Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2024-31 marzo 2025 (capacità in GWh e prezzi in c€/kWh)*

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA (GWh)	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE (c€/kWh)
Stogit	71.070	0,286928
Edison Stoccaggio	9.525	0,404582
Ital Gas Storage	3.238	0,223674
TOTALE	83.833	0,297852

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati Stogit, Edison Stoccaggio e Ital Gas Storage.

Distribuzione

La regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale (RTDG) vigente per il periodo 2020-2025 è stata definita alla fine del 2019⁵⁵ e aggiornata alla fine del 2022⁵⁶.

Essa è caratterizzata, tra l'altro, dai seguenti elementi relativi al riconoscimento dei costi delle imprese:

- costi operativi iniziali (2020) sensibilmente inferiori a quelli del 2019 e differenziati secondo la dimensione dell'impresa distributrice e la densità della clientela servita;
- riduzione annua dei costi operativi dipendente dalla dimensione dell'impresa e compresa tra il 3,53%, per gli esercenti con oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, e il 6,59%, per le imprese con meno di 50.000 punti di riconsegna serviti;
- tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) identico per l'attività di distribuzione e quella di misura; per l'anno 2025 il suo valore è stato fissato⁵⁷ al 5,9% (in diminuzione di 0,6 punti rispetto al 2024).

Come nei periodi regolatori precedenti, le società di distribuzione devono applicare una tariffa obbligatoria, rivolta ai clienti finali, costituita da quote fisse e variabili, differenziate per ambito tariffario. Gli ambiti tariffari sono:

- Nord-occidentale (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria);
- Nord-orientale (Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna);
- centrale (Toscana, Umbria e Marche);
- Centro-Sud-orientale (Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata);
- Centro-Sud-occidentale (Lazio e Campania);
- meridionale (Calabria e Sicilia);
- Sardegna.

La quota fissa (τ_1 , €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione (τ_{1dis}), misura (τ_{1mis}) e commercializzazione (τ_{1cot}). A partire da gennaio 2015, gli elementi τ_{1dis} e τ_{1mis} sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile (τ_3 , €/m³) è articolata per scaglioni di consumo.

⁵⁵ Delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

⁵⁶ Delibera 29 dicembre 2022, 737/2022/R/Gas.

⁵⁷ Delibera 28 novembre 2024, 513/2024/R/com.

TAV. 3.50 Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2025 (in €/punto di riconsegna/anno)

COMPONENTI PER CLASSE DEL GRUPPO DI MISURA	AMBITO						
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO- SUD- ORIENTALE	CENTRO-SUD- OCCIDENTALE	MERIDIONALE	SARDEGNA
τ_1 (dis)							
τ da G4 a G6	46,9	38,35	42,77	36,48	51,34	62,75	2.105,97
da G10 a G40	359,86	280,48	307,75	270,50	401,71	451,81	2.495,03
oltre G40	703,79	578,63	639,12	562,08	808,97	977,46	3.020,68
τ_1 (mis)							
τ da G4 a G6	29,56	26,95	26,94	27,65	31,76	29,35	29,35
da G10 a G40	215,95	186,86	183,77	194,57	237,43	201,28	201,28
oltre G40	420,79	383,77	379,90	402,55	476,49	433,56	433,56
τ_1 (cot)	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99

Fonte: ARERA.

TAV. 3.51 Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2025 (in c€/m³)

SCAGLIONE DI CONSUMO (m ³ /anno)	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD- ORIENTALE	CENTRO-SUD- OCCIDENTALE	MERIDIONALE E SARDEGNA
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	9,7673	7,2052	9,9099	12,0203	17,153	23,5317
481-1.560	8,9398	6,5948	9,0703	11,0019	15,6998	21,538
1.561-5.000	8,9774	6,6225	9,1085	11,0482	15,7658	21,6286
5.001-80.000	6,708	4,9484	6,8059	8,2553	11,7803	16,161
80.001-200.000	3,3979	2,5066	3,4475	4,1816	5,9672	8,1862
200.000-1.000.000	1,6676	1,2302	1,6919	2,0522	2,9286	4,0176
Oltre 1.000.000	0,4639	0,3422	0,4707	0,5709	0,8147	1,1177

Fonte: ARERA.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2025 sono stati fissati⁵⁸ nel mese di dicembre dell'anno precedente, e sono riportati nella tavola 3.50 (quote fisse τ_1) e nella tavola 3.51 (quota variabile τ_3). Rispetto all'anno precedente vi sono piccole variazioni nelle quote fisse (mediamente un aumento inferiore a mezzo punto percentuale), mentre vi sono incrementi più sensibili nelle quote variabili (in media di circa 3,4 punti percentuali), anche per effetto della riduzione nei volumi distribuiti.

58 Delibera 27 dicembre 2024, 587/2024/R/gas.

Alle tariffe obbligatorie sono abbinate delle componenti aggiuntive, elencate e descritte nella tavola 3.52, insieme al valore vigente nel primo trimestre 2025.

TAV. 3.52 Componenti aggiuntive alle tariffe di distribuzione gas

COMPONENTE	DESTINAZIONE/FINALITÀ	VALORE AL 1° GENNAIO 2025 (c€/S(m ³))
GS	Agevolazioni ai clienti finali del settore gas in stato di disagio economico	0,3907 fino a 200.000 sm ³ /anno, 0,1806 oltre tale soglia ^(A)
RS	Qualità dei servizi gas	0,1186 fino a 200.000 m ³ /anno, 0,0600 oltre tale soglia ^(A)
RE	Misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale	Valori ordinari ^(B) : 1,2695 fino a 200.000 sm ³ /anno, 0,7057 oltre tale soglia
UG ₁	Eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e conguagli	3,4837 fino a 200.000 sm ³ /anno, 1,7603 oltre tale soglia ^(A)
UG _{2c}	Compensazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi	È composta da una quota fissa, pari a -23,13 €/cliente/anno, e una quota variabile (c€/m ³) applicata ai soli punti di riconsegna aventi consumi annui inferiori a 200.000 m ³ e in misura differenziata per fascia di consumo, con valori compresi tra 4,62 c€/m ³ , per lo scaglione da 121 a 480 m ³ , e 0,66 c€/m ³ , per lo scaglione da 80.001 a 200.000 m ³ ^(C)
UG _{3INT}	Interventi di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità	0,0387 ^(D)
UG _{3UI}	Eventuali squilibri per il fornitore del servizio di default di distribuzione e oneri morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza per i clienti finali non disalimentabili	0,0024 ^(D)
UG _{3FT}	Importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del servizio di default del trasporto	0,6881 ^(D)
ST	Sconto tariffario di gara di cui all'articolo 13 del decreto 12 novembre 2011 in materia di affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale	Qualora presente, è calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in €/cliente
VR	Differenza tra Valore Industriale Residuo e Regulatory Asset Base (valore contabile ai fini tariffari) di impianti di distribuzione oggetto di gara per l'affidamento del servizio	Qualora presente, è calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in €/cliente
CE	Compensazione transitoria triennale dei maggiori costi unitari del servizio di distribuzione delle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati	Qualora presente, è calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in €/cliente

(A) Comma 2.1 e allegato 8 alla delibera 27 dicembre 2024, 599/2024/R/com.

(B) Comma 2.3 delibera 599/2024/R/com e allegato 11 alla delibera 20 febbraio 2024, 45/2024/R/com. Per le imprese a forte consumo di gas naturale (di cui alla delibera 2 novembre 2022, 541/2022/R/gas) la componente RE è più bassa e compresa tra 0,1300 e 0,3291 c€/m³.

(C) Punto 3 della delibera 28 marzo 2024, 112/2024/R/gas.

(D) Comma 2.2 delibera 599/20243/R/com e allegato alla 8 delibera 28 marzo 2024, 113/2024/R/com.

Fonte: ARERA.

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2024 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute) al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato di 71,1 c€/m³ (Tav. 3.53), un valore del 6,5% inferiore a quello dell'anno precedente (76 c€/m³).

La diminuzione, che discende dagli ulteriori cali avvenuti nei mercati all'ingrosso, non coinvolge tutte le categorie di clienti e, ove presente, risulta sensibilmente differenziata tra le classi dimensionali. Il suo valore massimo (-22,2%) lo si riscontra per i clienti con consumi tra 2 e 20 milioni di m³/anno, mentre la minore diminuzione (-5%) riguarda i clienti medio-piccoli tra 5 e 50 mila m³/anno. In netta controtendenza i clienti più piccoli (fino a 5000 m³/anno, essenzialmente domestici) che presentano un aumento dell'11% rispetto all'anno precedente. Tale risultato discende da due aspetti, argomentati più avanti: da un lato, i rincari sistematici nei prezzi delle forniture di mercato libero ai clienti domestici, dall'altro il fatto che una parte di questi ultimi ha dovuto ricorrere a tale mercato non potendo più essere rifornita nel servizio di tutela, che dal 2024 è riservato ai soli clienti domestici vulnerabili⁵⁹.

TAV. 3.53 *Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Inferiore a 5.000	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1	66,0	103,1	100,2	111,3
Tra 5.000 e 50.000	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7	55,1	117,9	88,5	84,0
Tra 50.000 e 200.000	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3	48,9	113,6	85,0	73,5
Tra 200.000 e 2.000.000	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3	38,5	101,4	71,3	59,0
Tra 2.000.000 e 20.000.000	34,0	28,1	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9	35,1	93,9	65,3	50,8
Superiore a 20.000.000	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9	52,8	130,4	56,1	46,0
TOTALE	42,3	38,9	33,8	34,3	39,9	39,2	33,9	52,3	111,2	76,0	71,1

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nella tavola 3.54 viene mostrato il dettaglio dei prezzi medi nel 2024 per dimensione e tipologia di cliente. I comparti produttivi aventi taglie dimensionali più elevate, quali l'industria e la generazione elettrica, presentano i valori mediamente più bassi di quelli delle attività con maggiore presenza di piccole e medie imprese (servizi e commercio), che rimangono comunque inferiori ai livelli di prezzo delle utenze domestiche, sia individuali che centralizzate (condomini).

⁵⁹ I clienti domestici vulnerabili sono le persone delle seguenti categorie: età superiore a 75 anni, percettori del bonus sociale gas in base all'ISEE, con disabilità ai sensi della legge 104/1992, utenti in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi.

TAV. 3.54 *Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2024 (in c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³)*

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	111,9	87,1	76,6	-	-	-	111,4
Condominio uso domestico	94,8	86,7	82,9	76,1	-	-	86,4
Attività di servizio pubblico	105,5	85,8	74,5	68,9	53,0	-	77,2
Commercio e servizi	107,7	82,4	72,4	59,5	54,4	56,3	74,8
Industria	104,6	81,0	70,4	58,1	50,1	46,0	52,8
Generazione elettrica	-	67,0	64,9	56,6	51,8	45,8	47,0
TOTALE	111,3	84,0	73,5	59,0	50,8	46,0	71,1

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nella tavola 3.55 viene mostrato lo spaccato dei clienti con usi domestici (famiglie e, sino al 2023, condomini) tra le due principali condizioni contrattuali alle quali è avvenuta la fornitura agli stessi, ovvero il servizio di tutela (che dal 2024 è riservato ai soli clienti vulnerabili) e il mercato libero, con dettaglio per classe dimensionale e andamento nell'ultimo decennio.

Il servizio di tutela presenta valori più bassi in tutti gli anni e in entrambe le classi dimensionali, con l'eccezione di quella più piccola (fino a 5.000 m³/anno) e limitatamente al 2022. In quell'anno il mercato libero presenta un prezzo più basso del servizio di tutela (-17,6%), per la forte diffusione in tale mercato di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno contenuto, nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni all'ingrosso del gas, avvenuta dopo l'avvio del conflitto russo-ucraino. Tale trasferimento è proseguito sia nel 2023 che nel 2024: in entrambi gli anni vi è stato un incremento di circa 10 c€/m³, mentre il servizio di tutela è dapprima calato di ben 33 c€/m³, solo in parte riassorbiti dall'incremento di 8 c€/m³ nell'ultimo anno. Tale dinamica ha determinato che il mercato libero sia tornato a essere nuovamente e nettamente più oneroso: negli ultimi due anni il suo prezzo risulta superiore a quello del servizio di tutela in misura stabile e compresa tra il 27% e il 28%.

Nella classe più grande (consumi tra 5 e 50 mila m³/anno, essenzialmente utenze condominiali fino al 2023, dal 2024 marginale) nell'ultimo biennio si registrano in entrambi i mercati prezzi in calo, ma in misura più contenuta nel mercato libero; ciò determina che la maggiore onerosità di quest'ultimo, verificatasi in tutto il decennio, sia nuovamente aumentata negli ultimi due anni, posizionandosi su livelli intorno al 20%.

Ovviamente le diversità di prezzo riscontrate tra i due mercati possono dipendere anche da ulteriori fattori. In particolare, occorre considerare quanto indicato nel paragrafo relativo al mercato libero, in merito alla presenza di offerte commerciali caratterizzate dall'acquisto congiunto della fornitura energetica e di altri beni o servizi di varia natura (servizi di assistenza, manutenzioni, polizze assicurative, servizi telefonici, sconti in supermercati o sul carburante, ecc.).

TAV. 3.55 *Prezzi medi finali a clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato (in c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
INFERIORE A 5.000 m ³											
Servizio di tutela ^(A)	56,8	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0	62,3	115,7	82,6	90,5
Mercato libero	64,0	61,5	58,4	56,8	60,4	65,9	62,7	67,9	95,3	105,6	114,9
Differenziale	12,7%	16,5%	22,4%	17,8%	8,2%	9,1%	22,9%	9,0%	-17,6%	27,9%	27,0%
TRA 5.000 E 50.000 m ³											
Servizio di tutela ^(A)	43,4	44,7	37,8	39,2	46,4	48,9	39,6	49,3	115,8	75,9	75,5
Mercato libero	51,7	47,1	46,1	45,8	51,3	53,5	46,1	58,0	124,7	92,2	89,2
Differenziale	19,1%	5,4%	22,0%	16,8%	10,6%	9,4%	16,4%	17,6%	7,7%	21,4%	18,2%

(A) Fino al 2023 comprende famiglie e condomini; dal 2024 il servizio di tutela è riservato ai soli clienti domestici vulnerabili.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Nell'ambito del paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha enucleato il segmento di consumo "gas naturale e gas di città" che contiene il servizio regolato dall'Autorità. L'incidenza di questo segmento di consumo quest'anno è salita lievemente, passando dal 2,41% al 2,55% dell'intero paniere.

Poiché anche il peso dell'altro segmento energetico regolato dall'Autorità, ovvero l'energia elettrica, è salito (come si è visto nel Capitolo 2 di questo Volume), l'incidenza dei beni energetici regolati dall'Autorità è aumentata, passando dal 5,15% del 2014 al 5,44% di quest'anno. Includendo i segmenti ambientali rilevati dall'Istat ("fornitura acqua", "raccolta acque di scarico", raccolta rifiuti"), l'incidenza complessiva dei beni regolati dall'Autorità raggiunge il 6,67% (era il 6,36% nel 2024).

L'indice dei prezzi "Gas naturale e gas di città", che a gennaio 2024 era pari a 160,5, nel corso del 2024 è sceso sino al minimo di 141,1 di aprile, per poi salire sistematicamente sino a 154,7 di dicembre. Nel corso dell'anno i tassi di variazione a 12 mesi sono cambiati notevolmente e hanno anche mutato segno negli ultimi due mesi, passando dal -27,5% di gennaio al +3,5% di dicembre, mentre in media d'anno si registra una diminuzione dell'11,6% (Tav. 3.56).

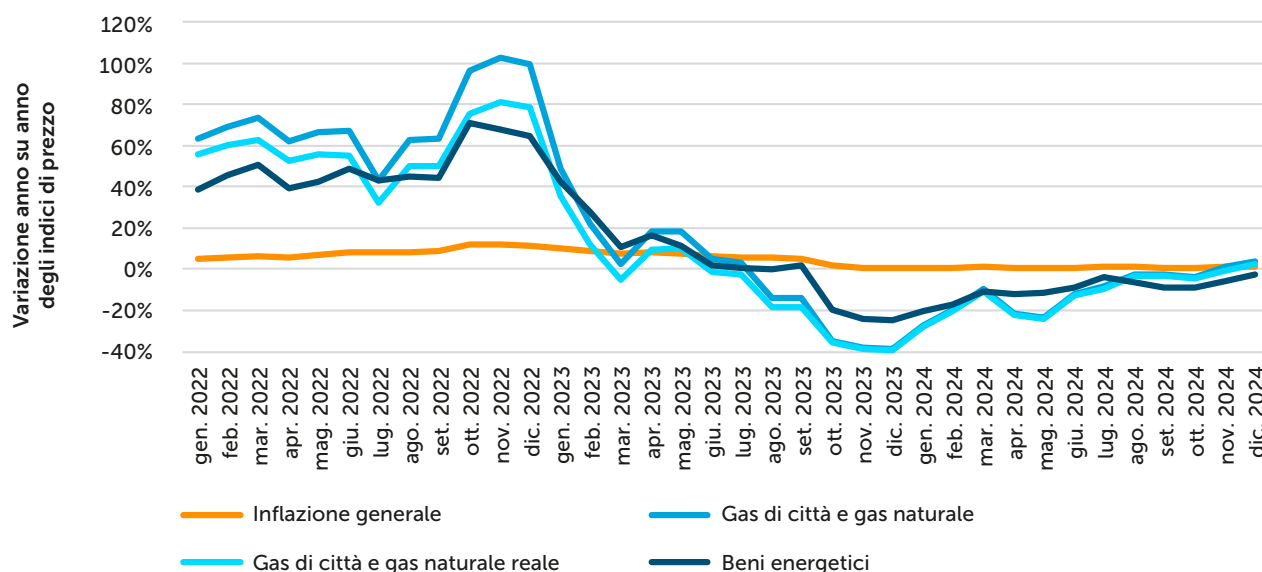
TAV. 3.56 Numeri indice (2015=100) e variazioni del prezzo del segmento "gas di città e gas naturale"

MESI	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	160,5	-27,5%	120,1	0,8%	133,6	-28,1%
Febbraio	151,4	-19,6%	120,2	0,8%	126,0	-20,2%
Marzo	145,9	-9,8%	120,2	1,2%	121,4	-10,8%
Aprile	141,4	-21,6%	120,3	0,8%	117,5	-22,3%
Maggio	142,1	-23,6%	120,6	0,8%	117,8	-24,1%
Giugno	145,5	-12,2%	120,7	0,8%	120,5	-13,0%
Luglio	145,7	-8,1%	121,2	1,3%	120,2	-9,3%
Agosto	147,0	-2,3%	121,4	1,1%	121,1	-3,4%
Settembre	147,8	-2,5%	121,2	0,7%	121,9	-3,2%
Ottobre	150,6	-3,5%	121,2	0,9%	124,3	-4,4%
Novembre	153,9	1,0%	121,1	1,3%	127,1	-0,3%
Dicembre	154,7	3,5%	121,2	1,3%	127,6	2,3%
ANNO 2024	148,9	-11,6%	120,8	1,0%	123,3	-12,5%

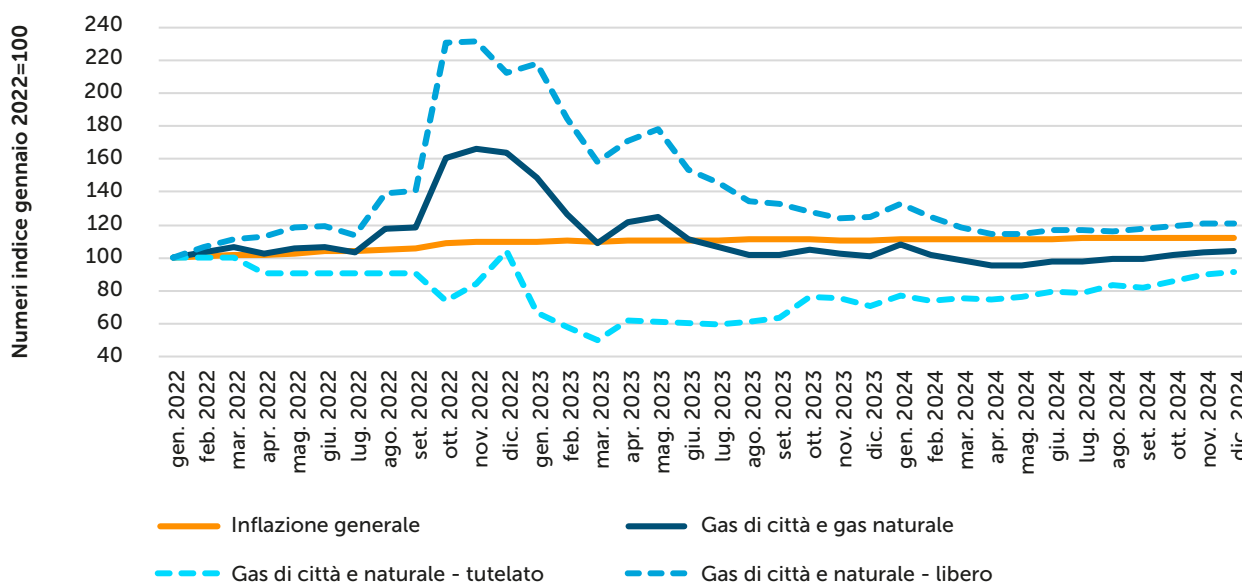
(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

Nell'ultimo triennio i tassi di variazione a 12 mesi dei prezzi del gas hanno presentato incrementi nettamente superiori a quelli registrati per l'insieme dei beni energetici sino a gennaio 2023, sono quindi seguiti sei mesi con andamenti prossimi tra i due indicatori, successivamente tra agosto 2023 e luglio 2024 il gas ha avuto diminuzioni più forti di quelle dei beni energetici, mentre negli ultimi mesi dell'anno si è nuovamente verificata la situazione opposta, con prezzi del gas che hanno dapprima esibito minori diminuzioni e poi ripresentato degli aumenti a novembre e dicembre 2024 (Fig. 3.21).

FIG. 3.21 Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni

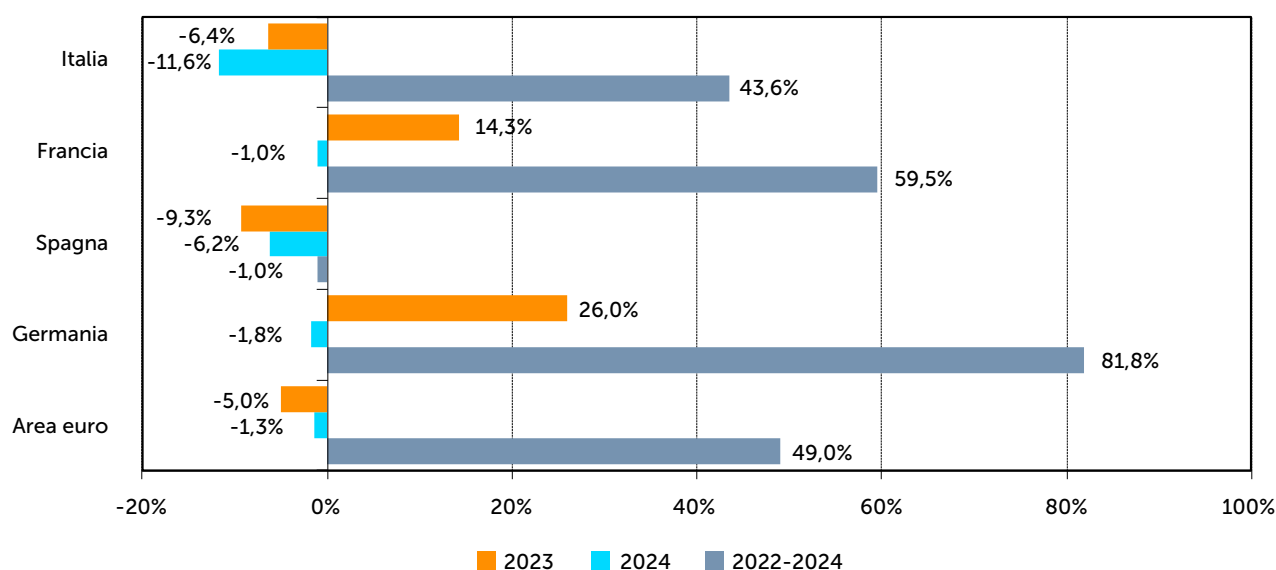
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

FIG. 3.22 *Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

Nella figura 3.22 viene confrontata la dinamica degli indicatori ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2022). L'indice del gas presenta un trend fortemente crescente sino al massimo del novembre 2022, che risulta superiore del 66% al livello di inizio anno (già molto elevato rispetto ai periodi precedenti); segue un trend fortemente ribassista, salvo oscillazioni congiunturali, che conduce al minimo dell'aprile 2024, a un valore lievemente inferiore a quello di inizio triennio; segue una nuova fase di contenuta, ma sistematica, crescita, che conduce a un livello finale lievemente superiore a quello iniziale (+4,2%). L'evoluzione descritta risulta dalla combinazione di due elementi: l'indice del mercato libero e quello del servizio di tutela, che presentano andamenti molto diversi. Il picco del novembre 2022 è ascrivibile al mercato libero, che esibisce un livello più che raddoppiato (2,3 volte) rispetto a quello di inizio anno, mentre il servizio di tutela presenta, all'opposto, una diminuzione (-15,6%). Successivamente entrambi i parametri espongono un trend prevalentemente ribassista, che conduce però a sbocchi diversi: mentre nel servizio di tutela tale tendenza termina nel marzo 2023, con un minimo pari alla metà del livello di inizio triennio, nel mercato libero la discesa prosegue sino a maggio 2024, ma viene raggiunto un minimo che rimane significativamente superiore al livello iniziale (+14,3%). I rialzi che seguono i due minimi suddetti fanno sì che a fine triennio l'indice del mercato libero presenti un incremento del 20,7%, mentre il servizio di tutela registri una diminuzione dell'8,4%.

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere anche confrontato con quello registrato nei principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti dall'Eurostat (Fig. 3.23). Tale analisi mostra che la diminuzione (-11,6%) registrata in Italia nel 2024 il è più elevata sia della media dell'Area euro (-1,3%) che degli altri principali Paesi europei. Considerando il complesso dell'ultimo triennio (2022-2024), l'Italia presenta un incremento (+43,6%) inferiore alla media dell'Area euro (+49%), alla Francia (+59,5%) e, soprattutto, alla Germania (+81,8%), dove appare particolarmente forte l'impatto della riduzione delle forniture russe. Completamente diversa la situazione della Spagna, che presenta addirittura una piccolissima diminuzione (-1%).

FIG. 3.23 Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo nel servizio di tutela della vulnerabilità

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una corrispondenza nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo nel servizio di tutela della vulnerabilità (in breve: servizio vulnerabilità) (Fig. 3.24). Più precisamente, si tratta delle condizioni economiche di fornitura determinate dall'Autorità⁶⁰ che le società di vendita devono offrire dal 1° gennaio 2024⁶¹ (accanto alle loro proposte per il mercato libero) ad alcune categorie di clienti domestici⁶² che si trovano, appunto, in condizioni di vulnerabilità (ultra settantacinquenni, portatori di disabilità, titolari di bonus sociale, abitanti in strutture di emergenza a seguito di calamità), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo annuo di 1.100 m³ e generalmente dotato di riscaldamento autonomo. Il calcolo delle condizioni per tale cliente viene effettuato utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti di prezzo variabili localmente, tranne quella della distribuzione, per la quale viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, che è quello avente la maggiore incidenza sul totale nazionale.

La dinamica del prezzo complessivo dipende molto dall'andamento della componente materia prima gas, il cui aggiornamento avviene in base ai prezzi effettivi registrati giornalmente nel mercato all'ingrosso italiano (indicatore PSV *day-ahead*), dei quali viene calcolata la media al termine di ciascun mese.

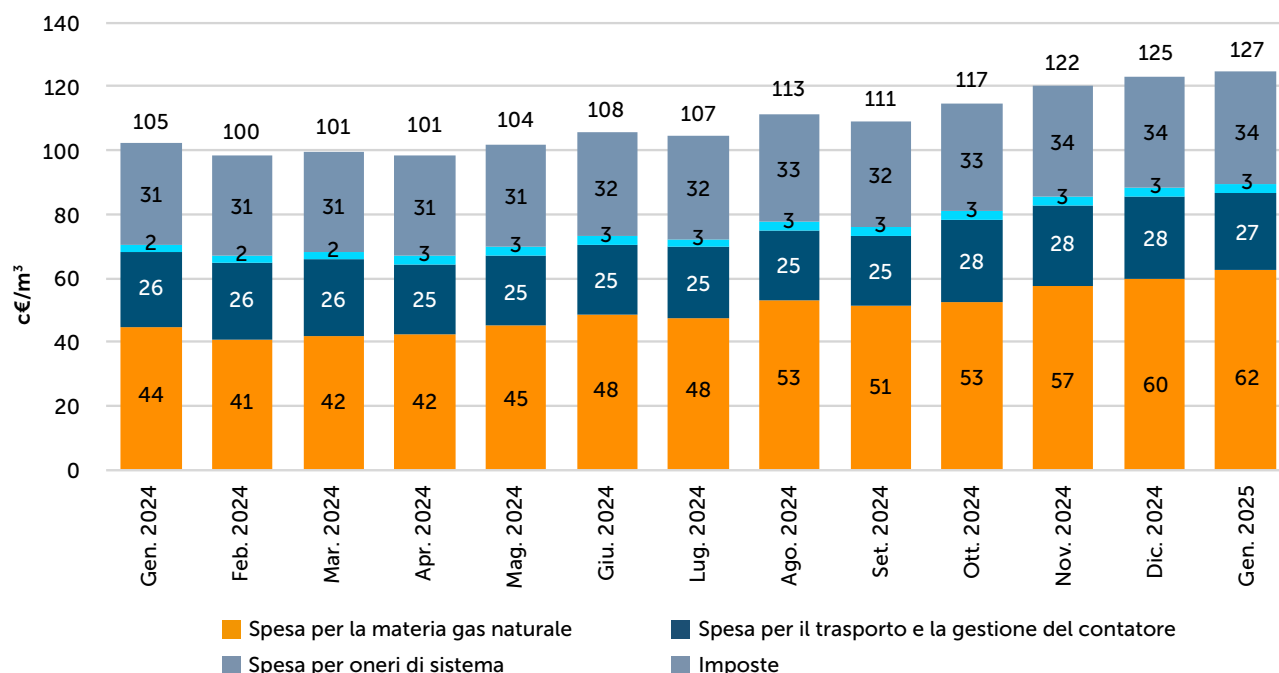
60 Introdotta con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e disciplinate dall'allegato A (TIVG) della delibera ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

61 Delibera 14 marzo 2023, 100/2023/R/com.

62 Come previsto dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 convertito con legge 21 settembre 2022, n. 142.

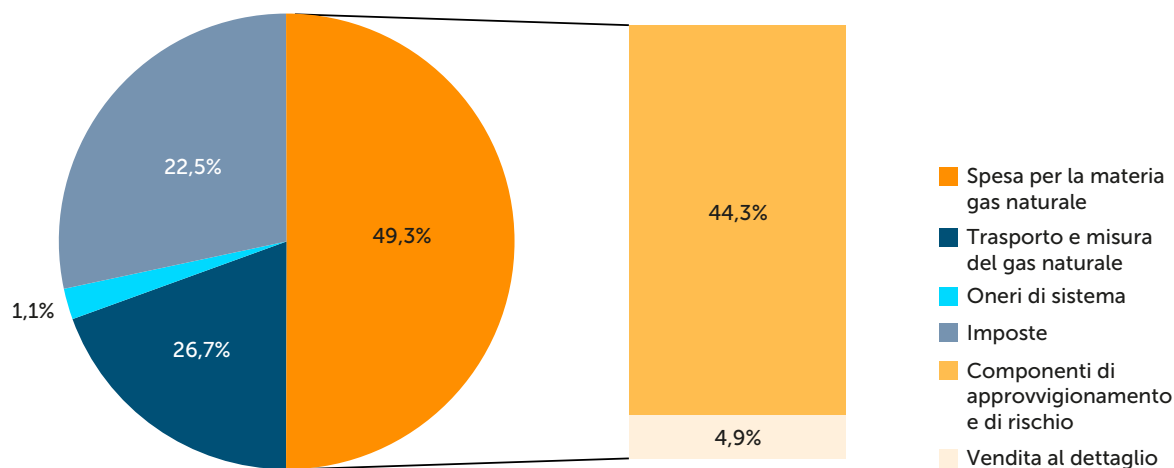
Il prezzo finale (comprensivo di imposte) riflette da vicino l'andamento della componente materia gas: dopo essere sceso a circa 100 c€/m³ nel febbraio 2024 grazie al temporaneo ribasso nei mercati all'ingrosso, è poi salito continuativamente sino ai 127 c€/m³ del gennaio 2025. La dinamica dei mercati all'ingrosso, e dunque anche quella del prezzo finale, è ascrivibile alla componente materia gas che, complici le tensioni geopolitiche e la maggiore rigidità delle temperature, è aumentata di circa il 50%, passando dai 40,8 c€/m³ del febbraio 2024 ai 62,4 c€/m³ del gennaio 2025.

FIG. 3.24 Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.100 m³) nel servizio di tutela della vulnerabilità



Fonte: ARERA.

FIG. 3.25 Composizione percentuale al 1° gennaio 2025 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.100 m³) nel servizio di tutela della vulnerabilità



Fonte: ARERA.

A gennaio 2025 il prezzo per il consumatore nel servizio vulnerabilità con consumi di 1.100 m³ e un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.25) è costituito per il 72,8% da componenti a copertura dei costi e per il restante 27,2% dalle imposte che gravano sul gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). I costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura incidono sul prezzo complessivo del gas per il 21,2%, gli oneri di sistema⁶³ costituiscono una quota minimale (2,3%), mentre la materia gas (comprensiva dei costi di vendita) è la voce principale, pari a circa la metà del totale (49,3%).

La tavola 3.57 mostra, infine, il dettaglio delle imposte gravanti sul gas naturale a gennaio 2025. Da segnalare che dal 1° gennaio 2024 è avvenuta la rimozione dell'aliquota agevolata dell'IVA al 5% che era stata disposta a partire dal terzo trimestre del 2022 per contrastare gli effetti della crisi dei prezzi energetici su famiglie e imprese. Dal 2024 sono quindi state ripristinate le aliquote IVA ordinarie, ovvero il 10% per gli usi civili fino a 480 m³/anno e per gli usi industriali, e il 22% per gli usi civili oltre la soglia indicata.

TAV. 3.57 Imposte sul gas a gennaio 2025

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
Fascia di consumo annuo	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA (c€/m³)						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^(B) (c€/m³)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
– zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
– zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
– zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia-Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	2,20000	3,09870	3,09870	3,09870	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
– territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
– altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
– zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
– altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000

(segue)

⁶³ La classificazione sopra riportata riflette l'aggregazione delle voci prevista per le fatture ai clienti finali, a partire dal 1° gennaio 2016, dalla delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com (Bolletta 2.0).

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
Fascia di consumo annuo	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Basilicata	1,90000	2,58228	2,58228	2,58228	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58200	2,58200	3,09900	0,62490	0,51650
ALiquota IVA	10%	10%	22%	22%	10% ^(C)	10% ^(C)

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. La Lombardia ha disapplicato l'addizionale dal 2002 (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27). L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano, inoltre, ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica.

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota è quella ordinaria.

Fonte: elaborazione ARERA.

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il titolo III del Testo integrato vendita gas, gli esercenti la vendita di gas devono applicare le condizioni economiche stabilite dall'Autorità ai clienti finali con fornitura di GPL o altri gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane.

Le condizioni economiche di fornitura di GPL si articolano in tre componenti unitarie: quella relativa all'approvvigionamento, quella relativa al servizio di distribuzione e misura e quella relativa alla vendita al dettaglio.

La componente relativa all'approvvigionamento comprende il costo della materia prima, il costo del trasporto e l'imposta di fabbricazione. A partire da ottobre 2011⁶⁴ l'elemento relativo alla materia prima viene calcolato mensilmente, anziché trimestralmente, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali più allineati temporalmente con i costi sostenuti dagli esercenti. L'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano, relative al mese precedente. Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, l'Autorità ha disposto⁶⁵ che il valore di tale elemento sia aggiornato in base agli indici dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati e del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat, salvo ulteriori adeguamenti legati a eventi imprevedibili ed eccezionali, a mutamenti del quadro normativo o alla variazione degli obblighi di servizio universale. L'imposta di fabbricazione, che è inclusa nella componente di approvvigionamento, viene applicata alla materia prima come fatturata all'uscita dalla raffineria o dal deposito. L'imposta è stata fissata, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 15 gennaio 1999, in misura pari a 189,94458 euro per 1.000 kg, su tutto il territorio nazionale.

La componente a copertura dei costi di distribuzione e misura viene determinata secondo la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG)*⁶⁶. Ai sensi della RTDG, sono oggetto di regolazione le reti canalizzate gestite in concessione e che servono almeno 300 punti di

⁶⁴ Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

⁶⁵ Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.

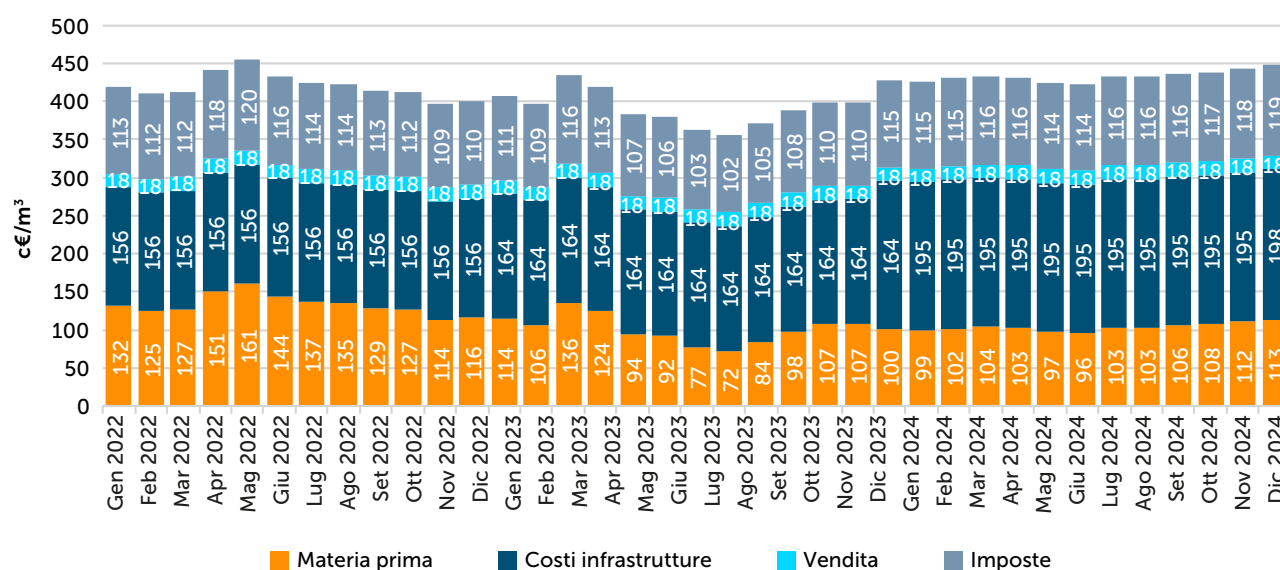
⁶⁶ Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

riconsegna. Sulla base dei costi del servizio determinati dall'Autorità, ciascuna impresa distributrice predispone delle opzioni tariffarie, differenziate per ambito tariffario. Quest'ultimo è costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

La componente relativa alla vendita al dettaglio è stata modificata nel 2015⁶⁷, introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, pari a 36 euro per punto di riconsegna per anno⁶⁸.

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.26. Le variazioni del prezzo sono determinate in primo luogo dalle oscillazioni della componente materia prima, che riflette la volatilità delle quotazioni internazionali del propano che è stata particolarmente accentuata nell'ultimo triennio, nel corso del quale si è passati dal valore massimo di 161 c€/m³ del maggio 2022, effetto delle turbolenze indotte dall'inizio della guerra in Ucraina, alla successiva discesa che ha condotto al minimo di 72 c€/m³ dell'agosto 2023, mentre nei mesi successivi vi è stata una nuova fase di rialzi che hanno condotto ai 113 c€/m³ del gennaio 2025. Concorrono in misura significativa all'andamento del prezzo complessivo anche le componenti relative ai costi di trasporto e distribuzione. Mentre i primi presentano nel corso del triennio un incremento moderato (da 70 a 83 c€/m³), i costi di distribuzione esibiscono un aumento più sensibile (da 85 a 116 c€/m³).

FIG. 3.26 Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m³)

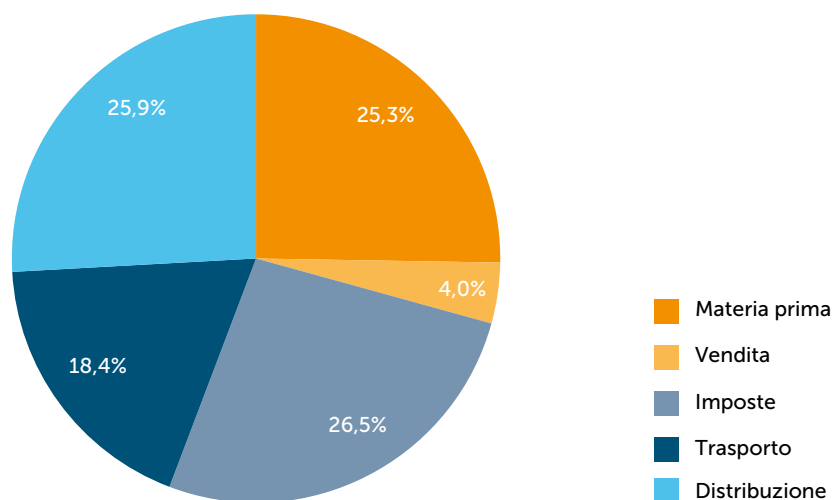


Fonte: ARERA.

67 Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.

68 Valore confermato dalla delibera 28 dicembre 2017, 926/2017/R/gas, per gli anni 2018 e 2019 e dalla delibera 28 dicembre 2021, 627/2921/R/gas, per gli anni 2022 e 2023.

FIG. 3.27 Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m³) al 1° gennaio 2025



Fonte: ARERA.

Al 1° gennaio 2025 il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m³ di GPL è pari a 447,6 c€/m³ e risulta costituito per il 73,5% da componenti a copertura dei costi e per il restante 26,5% da imposte. Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo per il 25,3%, la commercializzazione al dettaglio il 4%, la distribuzione su rete locale il 25,9%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione costituiscono il 18,4% (Fig. 3.27).

Qualità del servizio

Sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale nel periodo di regolazione 2024-2027 è disciplinata dalla delibera 12 dicembre 2023, 589/2023/R/gas e dal relativo allegato A – Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il sesto periodo di regolazione 2024-2027 (RQTG).

Il presente paragrafo illustra l'andamento relativo alle attività oggetto di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas con riferimento all'anno 2024. Nello specifico, gli aspetti che riguardano le caratteristiche della rete e la sicurezza del servizio di trasporto sono illustrati nelle tavole dalla 3.58 alla 3.66.

TAV. 3.58 Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2024

LUNGHEZZA RETI	KM
Estensione della rete al 31/12/2023	35.164
Estensione della rete al 31/12/2024	35.173
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza	35.173
Lunghezza rete sottoposta a ispezione non invasiva	12.109
Lunghezza rete ispezionata con "pig" ^(A)	1.746
Percentuale di rete ispezionata con "pig"	5,0%

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.59 Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2024

LUNGHEZZA RETI	KM
Rete maggiormente esposta a condizioni di rischio	19.389
- di cui ispezionabile con "pig" ^(A)	14.317
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza	19.415
Lunghezza rete sottoposta a ispezione	6.510
Lunghezza rete ispezionata con "pig" ^(A)	1.746

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.60 Protezione catodica delle reti nel 2024

ESTENSIONE RETI	KM
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	35.069
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	84
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	11
ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO	35.164
Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace	99,7%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.61 Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2024

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.428
Sistemi non telesorvegliati	16
Percentuale di sistemi telesorvegliati	99,5%
Punti di misura telesorvegliati	15.917
Punti di misura non telesorvegliati	22.497
Percentuale di punti di misura telesorvegliati	41%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.62 Impianti di odorizzazione nel 2024

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
CLIENTI AL 31/12/2024	
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto	5.525
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto con uso domestico o simile	1.912
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto a cui viene odorizzato il gas riconsegnato	689
IMPIANTI	
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	152
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	12

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

Il numero di punti di immissione di biometano sulla rete di trasporto al 31 dicembre 2024 è pari a 96, segnando un incremento del 23% rispetto ai 78 presenti al 31 dicembre 2023.

TAV. 3.63 Numero di emergenze di servizio

CAUSE	2023	2024
Per cause di forza maggiore	2	3
Per causa di terzi	4	1
Per causa dell'impresa di trasporto	3	9
Mancata copertura fabbisogno gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0	0
TOTALE	9	13
Numero di emergenze che hanno determinato interruzioni del servizio	7	11

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.64 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio

ADESIONI	2023	2024
Adesioni degli utenti	135	215
Adesioni delle imprese distributrici	205	119
TOTALE ADESIONI	340	334

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.65 Dispersioni localizzate

ADESIONI	2023	2024
Dispersioni localizzate da attività ispettiva	21	57
Dispersioni localizzate su segnalazione di terzi	29	29
TOTALE DISPERSIONI LOCALIZZATE	50	86

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.66 Emissioni per sorgente e volumi rilasciati in atmosfera nel 2024

SORGENTE	NUMERO SORGENTI	VOLUME (S(m³))
EMISSIONI FUGGITIVE		
Pipeline (Smc/km/a)	921	582.396
Nodi (Smc/sorgente/a)	24	218.861
Stazioni PIG (Smc/sorgente/a)	35.112	1.291.560
Stazione R&R (Smc/sorgente/a)	672	1.823.459
Centrali di compressione (Smc/MW/a)	7.572	7.641.089
Stazioni di Regolazione e Misura (REMI) (Smc/sorgente/a)	472	622.913
TOTALE EMISSIONI FUGGITIVE	44.773	12.180.278
EMISSIONI PNEUMATICHE		
Rete (valvole ad azionamento pneumatico) (Smc/sorgente/a)	921	110.413
Stazione R&R (Smc/sorgente/a)	666	1.135.454
Centrali di compressione (Smc/MW/a)	4.255	80.204
Impianto per la misura della composizione gas (Smc/sorgente/a)	672	2.139.799
TOTALE EMISSIONI PNEUMATICHE	6.514	3.465.870
EMISSIONI DA VENTATO		
Rete, R&R e REMI (Smc/km/a)	324	1.097.315
Centrali (Smc/MW/a)	11.214	3.574.631

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole dalla 3.67 alla 3.70 sono riportati i dati relativi alle interruzioni di servizio, al servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio, al monitoraggio della pressione ai punti di riconsegna e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna.

TAV. 3.67 Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2024

NUMERO E DURATA	INTERRUZIONI CON PREAVVISO	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO	
		DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO	NON DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO
Numero di interruzioni	567	9	7
Numero di utenti coinvolti	9.495	309	349
Numero di city gate coinvolti	254	12	6
Durata media (ore)	41	60,9	105,0
Numero di interventi con carro bombolaio organizzati e attivati dall'impresa di trasporto	202	24,0	10,0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.68 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2024

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	119
Adesioni delle imprese distributrici	215
TOTALE ADESIONI	334

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.69 Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2024

PUNTI DI RICONSEGNA ATTIVI AL 31/12/2024	RELATIVI A CLIENTI FINALI ALLACCIATI DIRETTAMENTE ALLA RETE DI TRASPORTO	RELATIVI A CITY GATE
Rilevazione in continuo della pressione minima su base oraria	927	937
Rilevazione non in continuo della pressione minima su base oraria	0	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.70 Casi di mancato rispetto nel 2024 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna

CASI DI MANCATO RISPETTO	NUMERO
IN BASE ALLA CAUSA	
Causa di forza maggiore	0
Causa di terzi	0
Mancata copertura del fabbisogno di gas	0
Causa dell'impresa di trasporto	58
PER TIPO DI PUNTO DI RICONSEGNA	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	1
City gate	57
TOTALE	58

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

La qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale disciplina standard di servizio delle prestazioni richieste alle imprese di trasporto dagli utenti, o dai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, attraverso prestazioni soggette a standard specifici di qualità commerciale e indennizzi automatici per gli utenti (Tav. 3.71).

TAV. 3.71 Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2024

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di irricevibilità della richiesta di trasferimento di capacità (art. 26)	1 giorno lavorativo	3	2,0	0

(segue)

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato (art. 27)	2 giorni lavorativi	29	0,6	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato relative a sessioni di aggiustamento (art. 28)	5 giorni lavorativi	791	2,5	0
Tempo di ripristino di un applicativo informatico a seguito di un malfunzionamento (art. 29)	6 ore	87	0,2	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti (art. 30)	40 giorni lavorativi	40	12,3	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura (art. 31)	10 giorni lavorativi	1.084	1,8	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte (art. 32)	5 + 15 giorni lavorativi	1	30,0	0
TOTALE	-	2.035	49,3	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

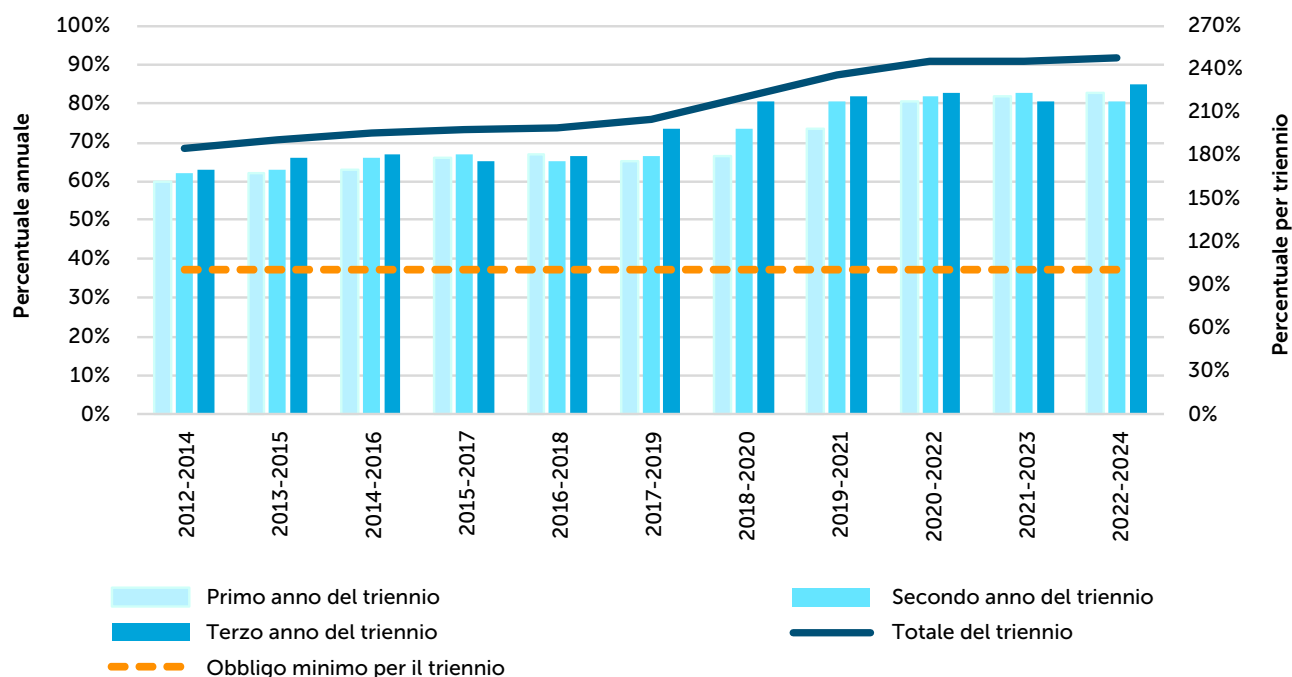
La Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RQDG)⁶⁹ disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da tali eventi.

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano in alcuni casi l'andamento della sicurezza del settore del gas dal 2009 (o successivi) al 2024, in altri rappresentano l'esito all'attività svolta nell'anno oggetto della presente Relazione annuale. Tutti i dati relativi alle annualità precedenti sono annualmente aggiornati in base alle rettifiche successive comunicate dalle imprese volontariamente o a seguito di controlli.

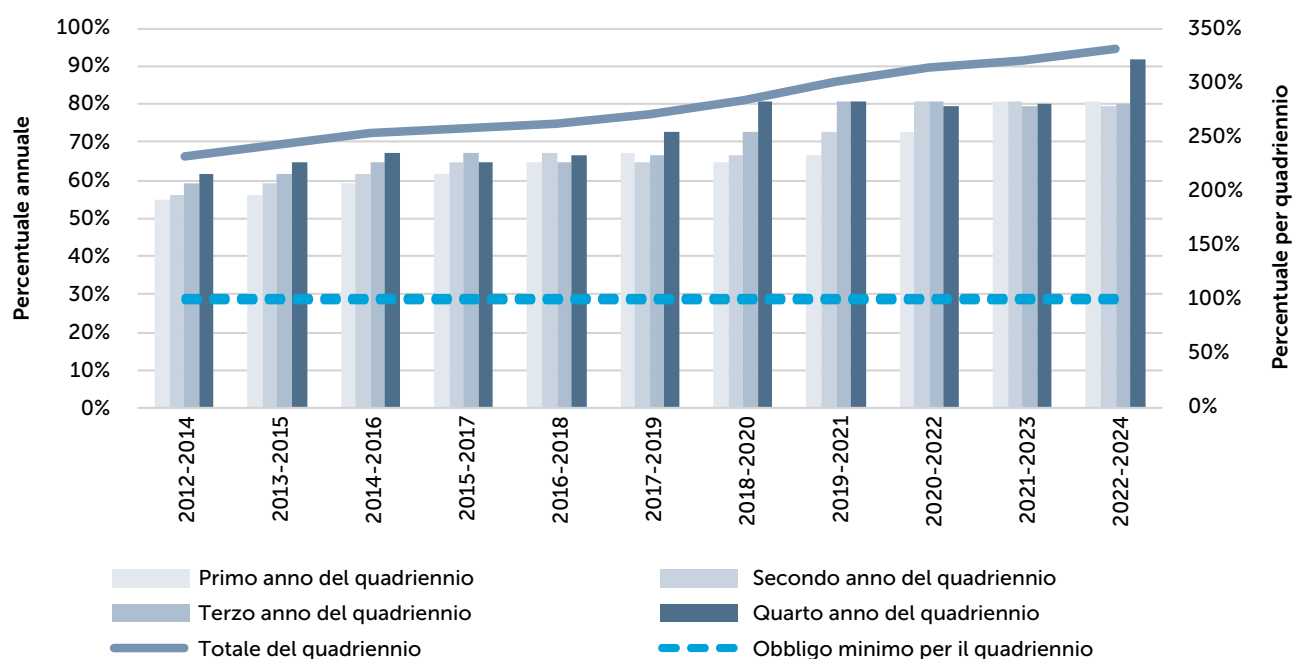
L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni di gas favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

Dal 2014, la regolazione ha introdotto un obbligo minimo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel quadriennio mobile (rete in bassa pressione, BP). I due grafici nelle figure 3.28 e 3.29 rappresentano per ciascun triennio/quadriennio la percentuale di rete ispezionata in ciascun anno tramite un istogramma, mentre, la linea rappresenta la percentuale totale del periodo.

69 Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 569/209/R/gas.

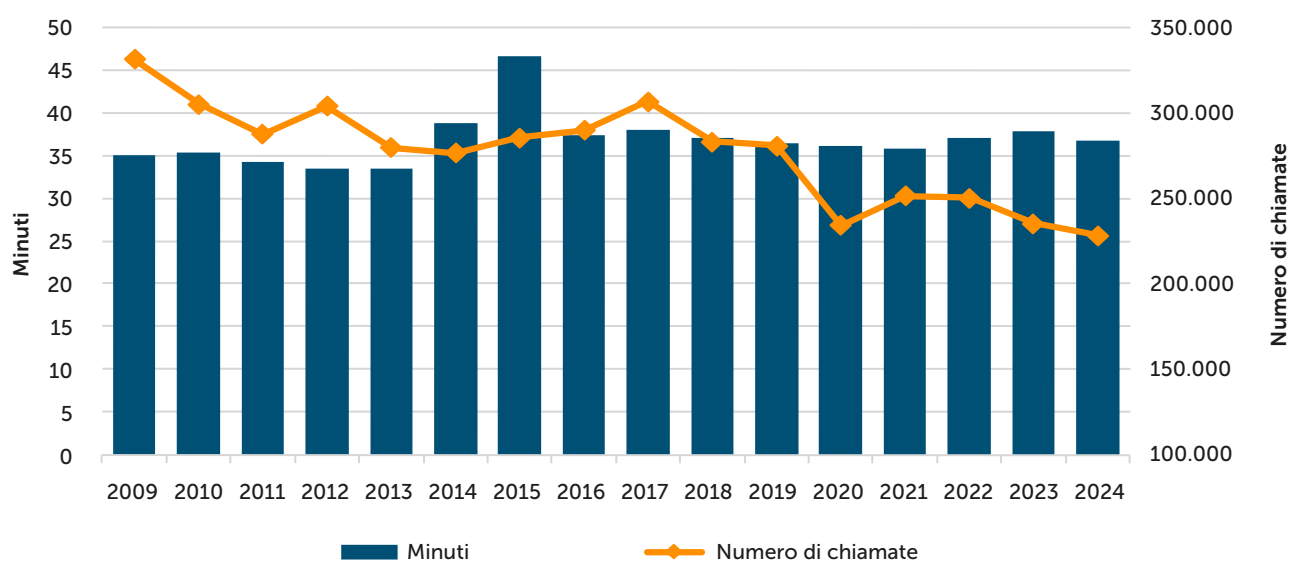
FIG. 3.28 Percentuale di rete in alta/media pressione ispezionata dal 2014 per triennio

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

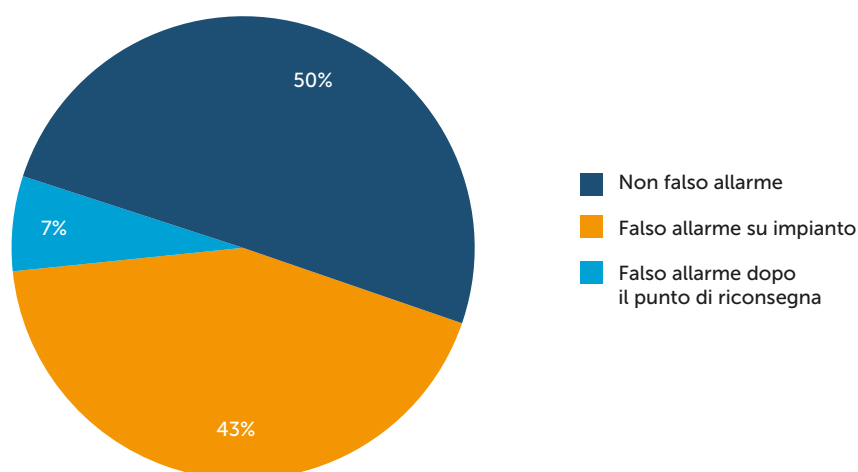
FIG. 3.29 Percentuale di rete in bassa pressione ispezionata dal 2014 per quadriennio

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.30 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2024. Il valore medio nazionale è quasi di 37 minuti, diminuito rispetto al 2023. Inoltre, la percentuale di rispetto del tempo massimo di arrivo entro 60 minuti risulta del 99,9% a fronte di un obbligo di almeno il 90%; tale percentuale è calcolata non considerando le chiamate per cui il tempo di intervento sia stato superiore ai 60 minuti per forza maggiore o colpa di terzi.

FIG. 3.30 Pronto intervento su impianto di distribuzione e tempo di arrivo sul luogo di chiamata dal 2009

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.31 Percentuale di chiamate di falso allarme nel 2024

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dalla RQDG a partire dal 1° luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo preciso, ed è proprio per questo motivo che vengono mostrati i dati a partire da tale anno. Il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini e la tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi; per questo il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi nell'ambito della regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza, regolazione la cui platea è stata estesa a tutte le imprese di distribuzione, indipendentemente dal numero di clienti finali.

La metà delle chiamate ai centralini di pronto intervento si rivela in realtà un falso allarme. La figura 3.31 mostra le percentuali di chiamate poi rivelatesi falso allarme suddivise tra quelle su impianto di distribuzione e a valle del punto di riconsegna.

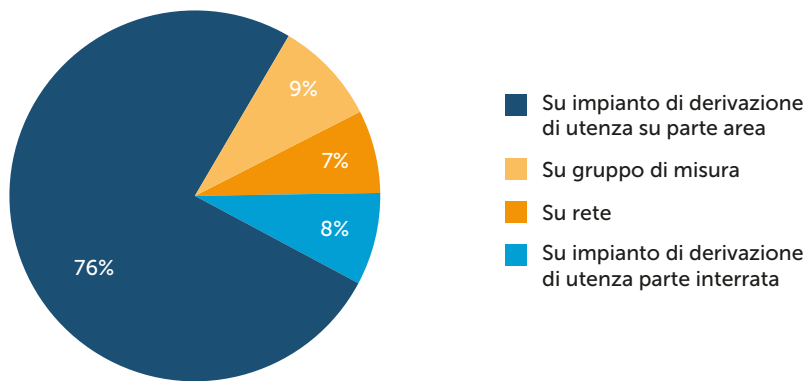
TAV. 3.72 Numero di dispersioni risolte entro le tempistiche indicate negli anni 2021-2024

ANNO ^(A)	A1		A2		B		C		TOTALE	PERCENTUALE ELIMINATA ENTRO I LIMITI DELLA CLASSE
	ENTRO 24 ORE	OLTRE 24 ORE	ENTRO 7 GIORNI	OLTRE 7 GIORNI	ENTRO 30 GIORNI	OLTRE 30 GIORNI	ENTRO 180 GIORNI	OLTRE 180 GIORNI		
2021	35.598	168	9.732	38	11.509	67	86.522	491	144.125	99,5%
2022	32.052	9	7.746	5	10.534	19	87.895	42	138.302	99,9%
2023	28.867	16	6.563	29	8.663	39	73.455	92	117.724	99,9%
2024	28.880	22	6.650	8	8.163	58	69.314	58	113.153	99,9%

(A) Anno di eliminazione.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

FIG. 3.32 Percentuale di posizione di localizzazione delle dispersioni nel 2024



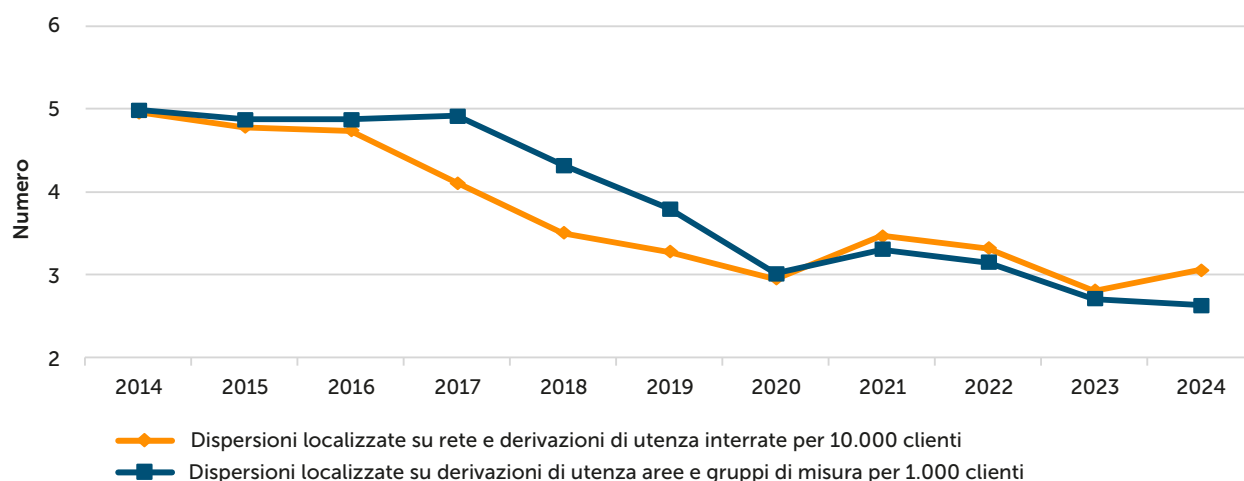
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La tavola 3.72 riepiloga il numero di dispersioni risolte, entro ed oltre le tempistiche previste da normativa, dagli esercenti negli anni dal 2021 al 2024 a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi, suddivise per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive alla localizzazione. Tali dati sono stati raccolti a partire dal 2020, anno in cui, tuttavia, a differenza degli anni successivi, non venivano raccolti i dati delle dispersioni localizzate nell'anno precedente e risolte nell'anno corrente. Per questo non si sono rappresentate le dispersioni dell'anno 2020 in quanto le percentuali risulterebbero falsate e non significative confrontandole con quelle degli anni successivi. Si osserva che la percentuale di dispersioni risolta entro i limiti temporali previsti per ciascuna classe è diminuita nell'ultimo anno soprattutto per il mancato rispetto dei tempi previsti per le classi A1 e A2, con tempistiche più restrittive.

La figura 3.32 illustra la percentuale di localizzazione, suddivisa tra rete, misuratori, impianto di derivazione utenza interrata o aerea, delle dispersioni totali localizzate nel 2024. La grandissima parte (oltre tre quarti del totale) delle dispersioni è localizzata sulle parti aeree degli impianti di derivazione.

La figura 3.33 mostra, a partire dal 2014, per tutti gli impianti per i quali le imprese di distribuzione hanno comunicato i dati all'Autorità, il numero di dispersioni localizzate su derivazioni di utenza aeree e gruppi di misura ogni 1.000 clienti, quelle localizzate su rete e su derivazioni di utenza interrata ogni 10.000 clienti (considerando complessivamente sia le dispersioni localizzate a seguito di ispezione, sia a seguito di chiamata di terzi o di personale proprio). Nel 2024 le dispersioni localizzate su rete e sulla parte interrata delle derivazioni di utenza, che di norma sono le più pericolose, sono in aumento, sia in valore assoluto che in percentuale rispetto ai clienti.

FIG. 3.33 *Numero di dispersioni localizzate rispetto ai clienti*

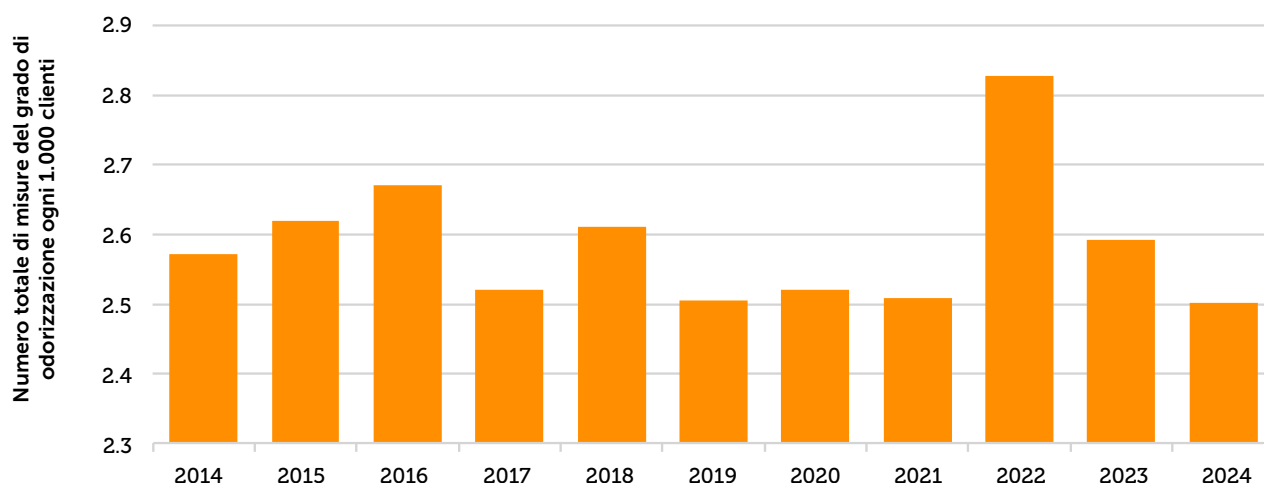


Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La figura 3.34 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti in relazione a tutti gli impianti per i quali sono stati comunicati i dati. Nel 2024 le misure sono in lieve diminuzione.

Sul numero di misure del grado di odorizzazione opera il meccanismo incentivante basato sull'aumento del numero di misure rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG. Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità, limitando però il premio in corrispondenza di un numero di misure del grado di odorizzazione superiore a tre volte quello minimo previsto.

FIG. 3.34 *Numero totale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti*



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Passando alle *performance* per l'anno 2024 relative alle maggiori imprese di distribuzione, vale a dire quelle con più di 100.000 clienti, le tavole dalla 3.73 alla 3.75 descrivono in sintesi i livelli di prestazione con riferimento al pronto intervento, alle ispezioni della rete effettuate e alle dispersioni registrate; non si riporta l'attività di protezione catodica in quanto la rete in acciaio con protezione catodica risulta pari al 100% della rete praticamente per tutte le imprese di maggiori dimensioni e questo sostanzialmente risulta anche considerando tutte le imprese distributrici.

La tavola 3.73 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento, in particolare quante chiamate di pronto intervento sono state ricevute nell'anno e per le quali la squadra di pronto intervento è comunque intervenuta, suddivise tra segnalazioni di problemi sull'impianto di distribuzione e a valle del punto di riconsegna; è inoltre indicato, per ciascuna delle due tipologie, quante chiamate si sono successivamente rivelate un falso allarme.

TAV. 3.73 Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2024

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	FALSO ALLARME	CASI	FALSO ALLARME	
Italgas Reti	6.393.915	58.762	29.825	8.153	3.563	66.915
2I Rete Gas	4.854.143	59.731	24.797	7.302	2.627	67.033
Inrete Distribuzione Energia	1.138.936	9.926	3.139	1.738	708	11.664
Unareti	1.032.379	10.388	5.141	1.912	698	12.300
Toscana Energia	797.541	9.552	4.712	1.363	857	10.915
Ireti gas	725.112	6.074	2.114	677	27	6.751
Centria	402.457	3.105	1.767	853	557	3.958
Ap Reti Gas	345.171	3.018	864	521	194	3.539
Acegasapsamga	288.914	1.716	678	759	125	2.475
Retipiù	283.254	2.885	1.480	854	442	3.739
Erogasmet	277.763	3.082	1.406	480	62	3.562
V-Reti	253.530	2.873	863	799	273	3.672
Lereti	245.962	1.663	732	387	127	2.050
Ld Reti	238.052	2.993	1.360	775	448	3.768
Ap Reti Gas Nord Est	184.887	1.493	826	362	102	1.855
Adrigas	173.938	1.238	547	463	172	1.701
Novareti	168.589	717	213	488	103	1.205
Amg Energia	163.719	3.576	1.241	668	475	4.244
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.255	948	400	213	48	1.161
Azienda Municipale Gas	124.839	1.369	751	384	273	1.753
Adistribuzioneegas	124.803	1.146	721	239	99	1.385
As Retigas	120.193	1.126	357	321	113	1.447
Edma Reti Gas	116.933	1.099	495	364	173	1.463

(segue)

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	FALSO ALLARME	CASI	FALSO ALLARME	
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	110.695	928	257	196	63	1.124
TOTALE	18.827.508	190.901	85.213	30.394	12.347	221.295

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La tavola 3.74 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete effettuate dai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione che distribuiscono gas naturale nel periodo di riferimento. Per la rete in alta/media pressione ci si riferisce a tre anni mobili: l'anno di riferimento e i due precedenti. Per la rete in bassa pressione ci si riferisce a quattro anni mobili: l'anno di riferimento e i precedenti tre. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori del minimo previsto, pari al 100%.

La tavola 3.75 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni nelle reti per l'anno 2024 (incluse quelle alimentate da gas diversi dal gas naturale).

TAV. 3.74 Rete ispezionata (km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2021-2024 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2022-2024 (rete in alta/media pressione)

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA NEL QUADRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA NEL TRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA
Italgas Reti	136.225	34.346	397%	82.242	27.646	297%
2I Rete Gas	110.415	40.987	269%	71.857	30.374	237%
Inrete Distribuzione Energia	13.397	5.690	235%	14.403	9.119	158%
Unareti	12.500	4.257	294%	1.989	823	242%
Toscana Energia	18.694	4.717	396%	9.853	3.336	295%
Ireti gas	17.714	4.377	405%	10.769	3.590	300%
Centria	9.676	3.160	306%	5.993	2.798	214%
Ap Reti Gas	14.020	4.485	313%	5.902	2.574	229%
Acegasapsamga	9.784	2.473	396%	2.607	879	297%
Retipiù	8.582	2.166	396%	2.052	686	299%
Erogasmet	10.733	2.655	404%	3.549	1.169	304%
V-Reti	7.152	1.734	413%	2.411	1.715	141%
Lereti	7.003	1.840	381%	1.431	489	293%
Ld Reti	7.526	2.050	367%	2.282	900	253%
Ap Reti Gas Nord Est	5.775	1.796	321%	1.557	624	249%
Adrigas	2.859	1.291	222%	2.486	1.459	170%
Novareti	1.808	1.759	103%	944	917	103%
Amg Energia	930	590	158%	368	339	109%

(segue)

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA NEL QUADRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA NEL TRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA
Azienda Municipale Gas	1.909	499	382%	424	141	301%
Adistribuzione gas	2.919	1.071	273%	1.219	600	203%
As Retigas	1.445	1.030	140%	1.248	1.175	106%
Edma Reti Gas	2.547	637	400%	2.001	667	300%
Società Impianti Metano	4.304	1.076	400%	1.816	605	300%
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	2.430	1.174	207%	540	434	125%
TOTALE	417.621	127.710	327%	232.116	93.825	247%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.75 Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2024 (lunghezza reti in km)

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12	NUMERO DISPERSIONI RISOLTE		TOTALE DISPERSIONI PER KM	TOTALE DISPERSIONI RISOLTE OLTRE I TEMPI/1000 DISPERSIONI
		NEI TEMPI PREVISTI	OLTRE I TEMPI PREVISTI		
Italgas Reti	63.636	38.515	0	0,61	0,0
2I Rete Gas	72.124	24.846	0	0,34	0,0
Inrete Distribuzione Energia	15.116	5.233	0	0,35	0,0
Unareti	5.176	8.986	0	1,74	0,0
Toscana Energia	8.123	5.948	0	0,73	0,0
Ireti gas	8.232	3.288	0	0,40	0,0
Centria	6.179	877	0	0,14	0,0
Ap Reti Gas	7.144	809	0	0,11	0,0
Acegasapsamga	3.423	898	0	0,26	0,0
Retipiù	2.883	1.566	28	0,55	17,6
Erogasmet	3.857	1.150	0	0,30	0,0
V-Reti	2.877	1.036	0	0,36	0,0
Lereti	2.449	611	0	0,25	0,0
Ld Reti	2.959	1.086	0	0,37	0,0
Ap Reti Gas Nord Est	2.386	346	0	0,15	0,0
Adrigas	2.757	604	0	0,22	0,0
Novareti	2.752	249	0	0,09	0,0
Amg Energia	931	1.274	0	1,37	0,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.628	666	0	0,25	0,0
Azienda Municipale Gas	648	403	0	0,62	0,0

(segue)

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12	NUMERO DISPERSIONI RISOLTE		TOTALE DISPERSIONI PER KM	TOTALE DISPERSIONI RISOLTE OLTRE I TEMPI/1000 DISPERSIONI
		NEI TEMPI PREVISTI	OLTRE I TEMPI PREVISTI		
As Retigas	2.213	302	0	0,14	0,0
Edma Reti Gas	1.308	444	0	0,34	0,0
Società Impianti Metano	1.717	686	0	0,40	0,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.615	258	0	0,16	0,0
TOTALE	224.822	100.327	30	0,45	0,3

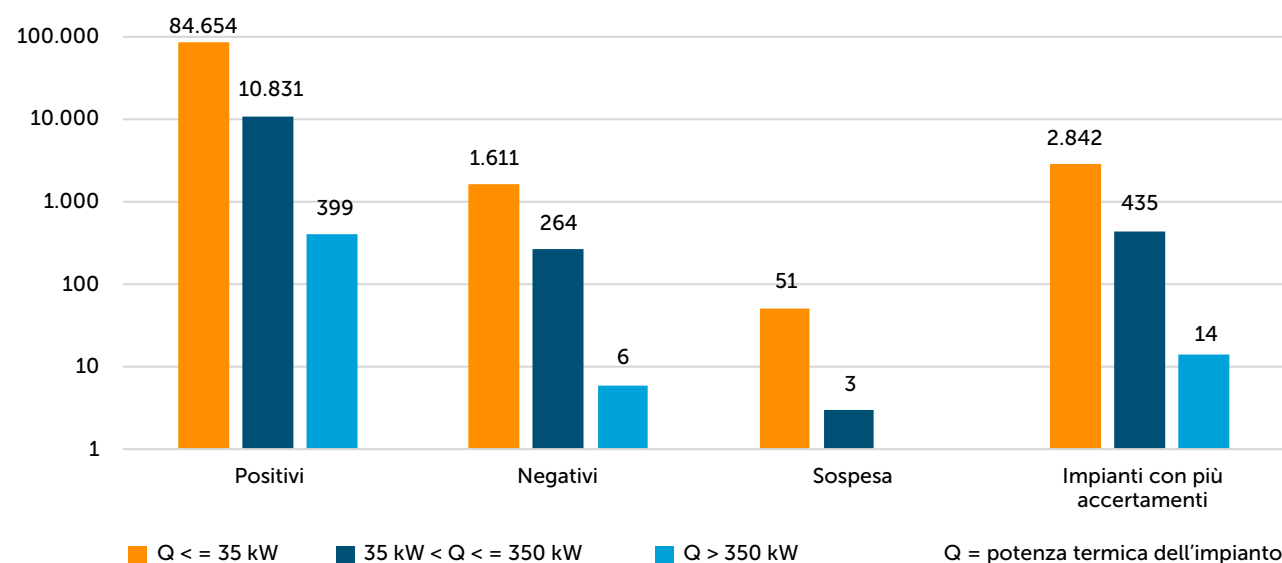
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Accertamenti delle imprese di distribuzione sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le figure in questo paragrafo danno conto degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas effettuati, ai sensi della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas, nell'anno 2024 da parte delle imprese di distribuzione di gas. In particolare, viene riportato il numero di richieste con accertamento positivo, quello di richieste con accertamento negativo, nonché il numero di impianti con fornitura sospesa e di impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

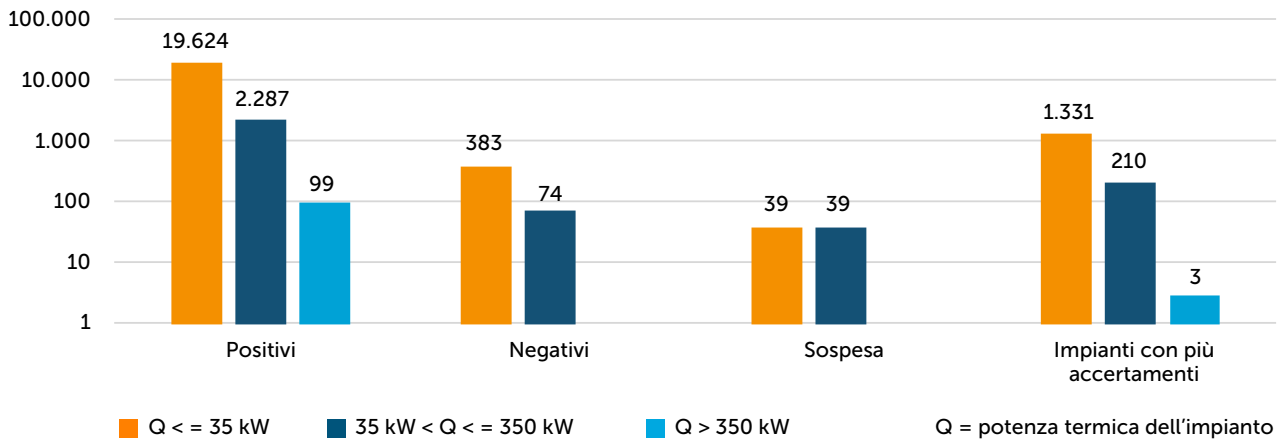
La figura 3.35 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la figura 3.36 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

FIG. 3.35 Accertamenti effettuati nel 2024 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.36 *Accertamenti effettuati nel 2024 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati*



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Nella tavola 3.76 sono riportati i dati relativi alle verifiche effettuate nel 2024 da parte dei Comuni sugli impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati nell'anno precedente il cui accertamento abbia avuto esito positivo.

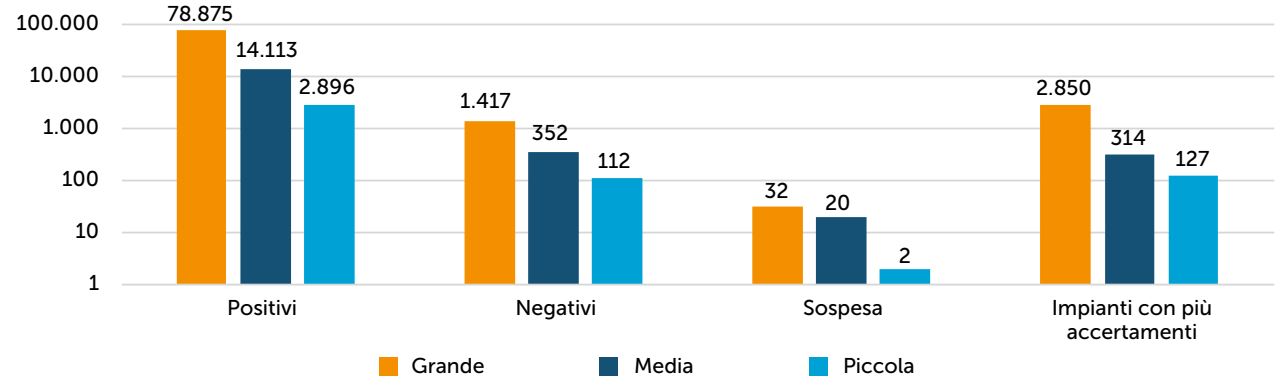
TAV. 3.76 *Verifiche eseguite nel 2024 dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2023 con accertamento positivo*

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2023	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2023	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	43.146	4	5.892	8
> 35 kW e ≤ 350 kW	6.588	1	830	3
> 350 kW	245	0	34	0
TOTALE	49.979	5	6.756	11

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

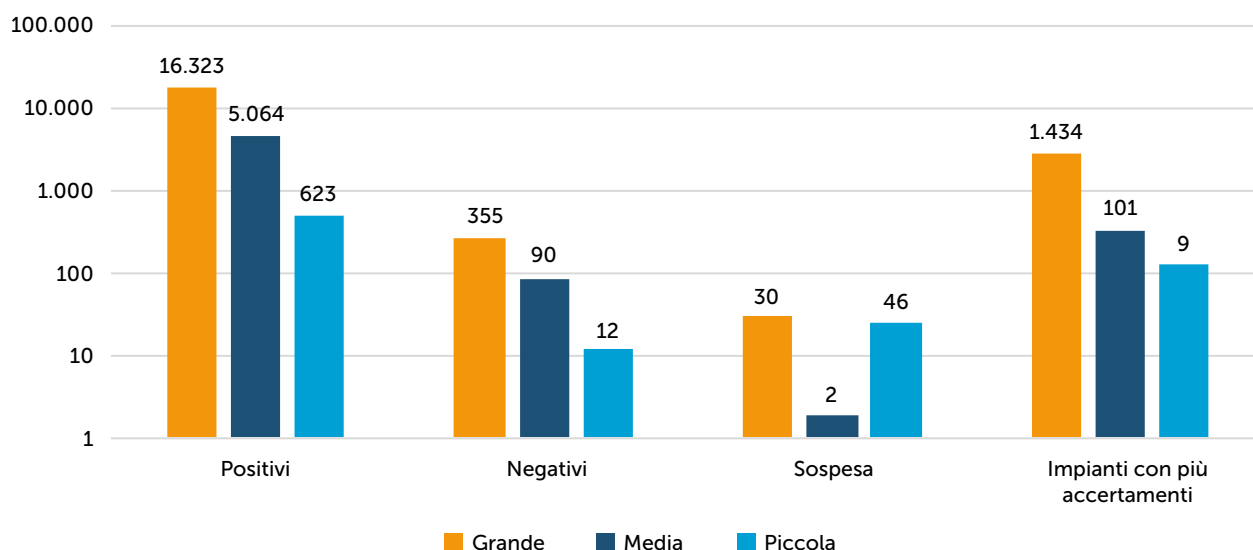
Infine, la figura 3.37 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributtrice relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la figura 3.38 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributtrice relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

FIG. 3.37 *Accertamenti nel 2024 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione^(A) dell'impresa distributtrice*



(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: 10.000 ≤ clienti < 100.000; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.38 Accertamenti nel 2024 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione^(A) dell'impresa distributrice

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: $10.000 \leq \text{clienti} < 100.000$; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

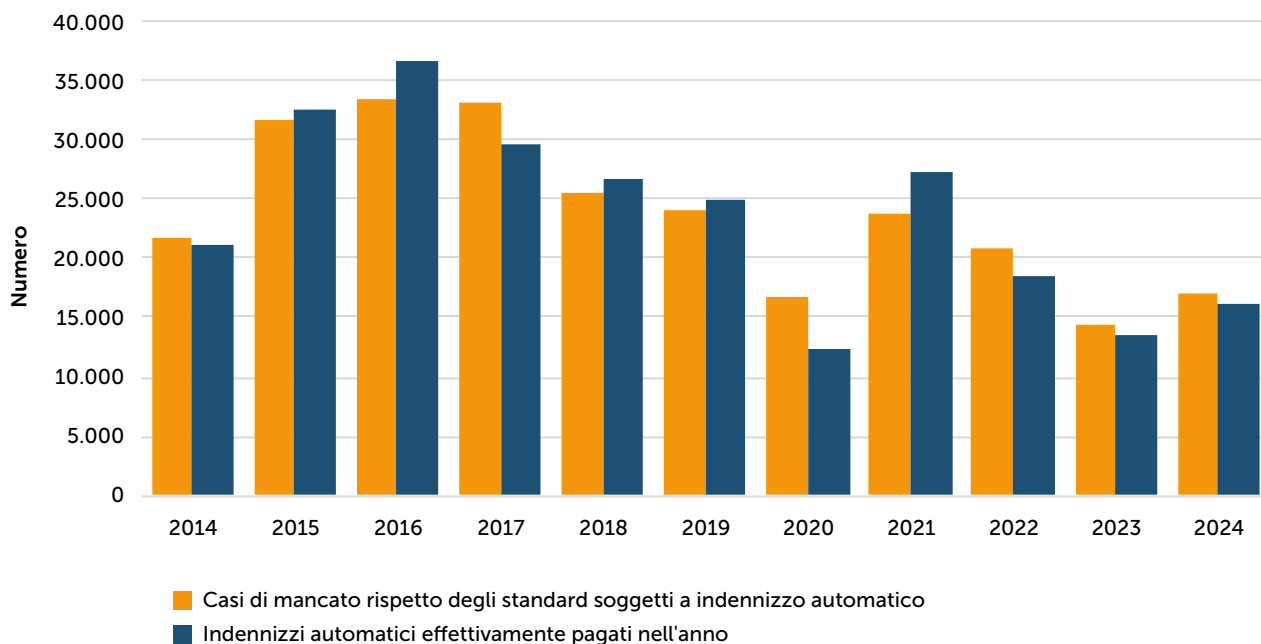
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

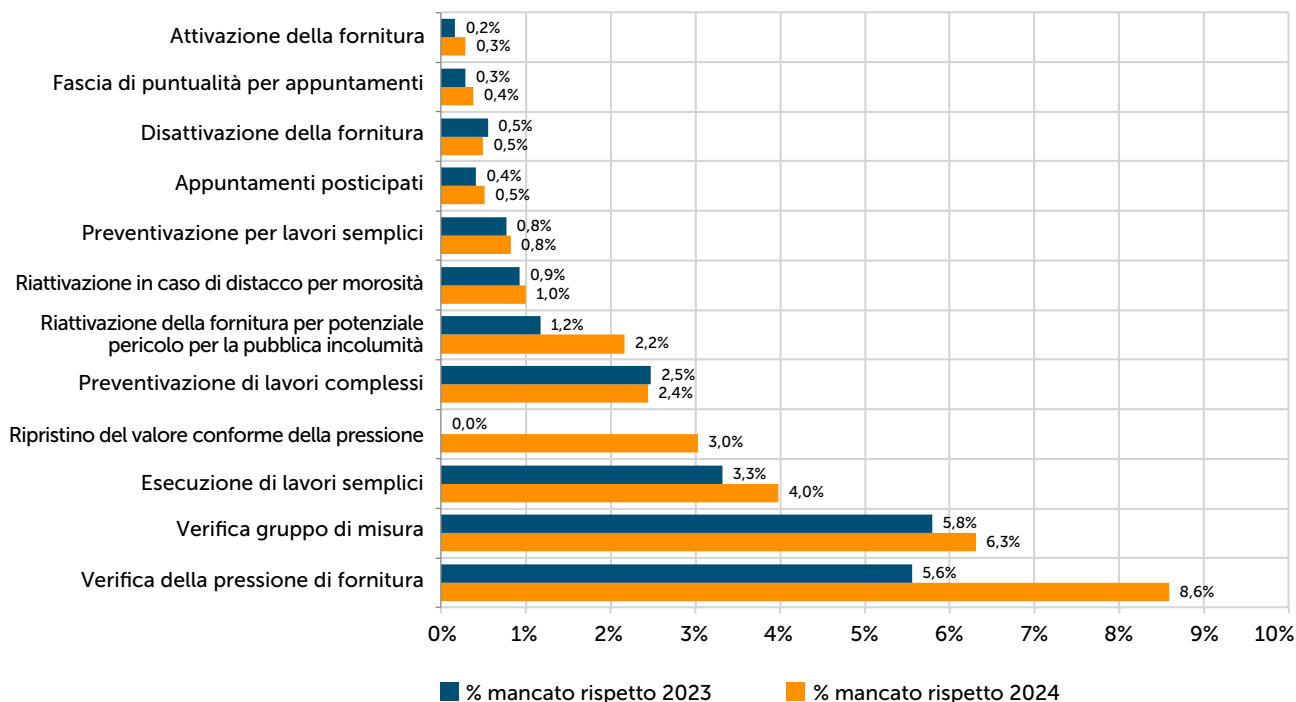
La regolazione della qualità commerciale prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui la prestazione deve essere erogata, così come l'eventuale indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo massimo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili a responsabilità dell'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo.

La figura 3.39 contiene l'andamento dal 2014 dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero di indennizzi automatici effettivamente pagati nell'anno. Il 2024 registra un aumento rispetto al 2023 sia con riferimento ai casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità, sia relativamente agli indennizzi automatici pagati. Nel 2024 a fronte di 17.146 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 16.058 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a quasi 0,8 milioni di euro.

Passando poi ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.40) con riferimento a tutte le classi dei gruppi di misura e all'anno 2024, si osserva che la percentuale di mancato rispetto è diminuita, lievemente, rispetto al 2023 per la disattivazione della fornitura e per la preventivazione di lavori complessi, uniche prestazioni in calo, mentre è aumentata considerevolmente per la verifica della pressione di fornitura, per il ripristino del valore conforme della pressione e per la riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità. La prestazione più numerosa, in termini di richieste, si conferma, la fascia di puntualità per appuntamenti, seguita dall'attivazione e disattivazione della fornitura.

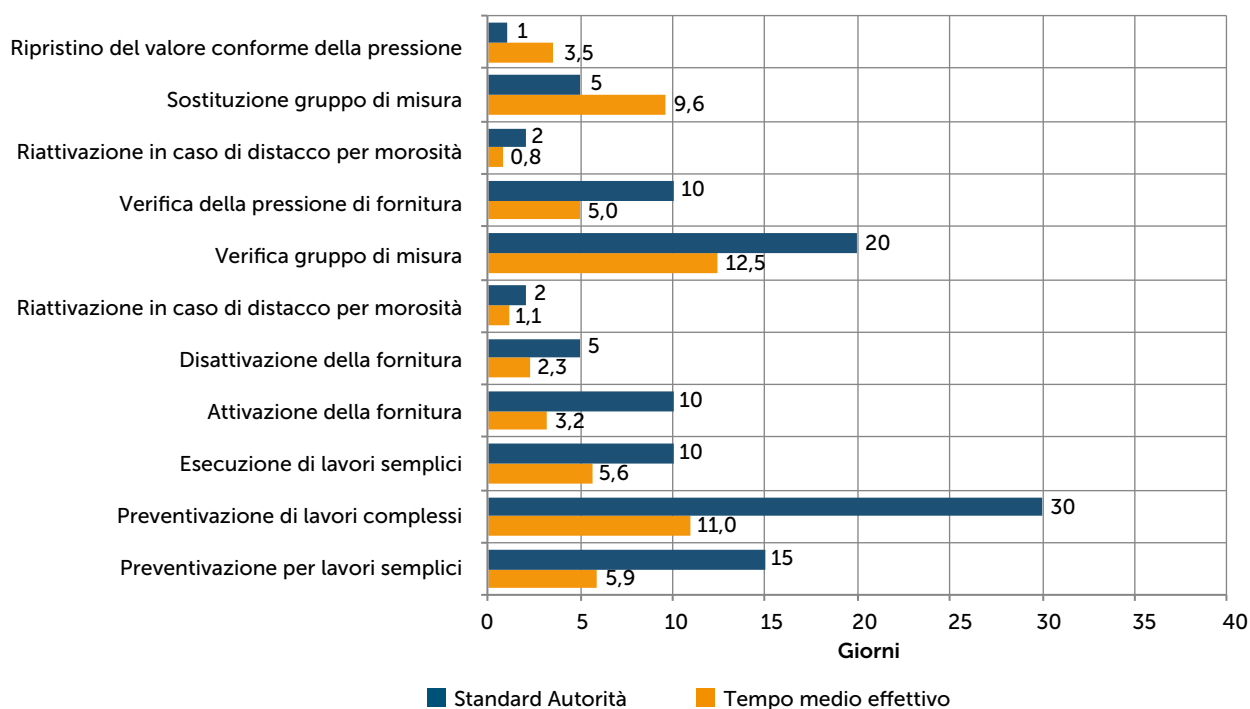
FIG. 3.39 Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

FIG. 3.40 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

Con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, la tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato nel 2024 (Fig. 3.41) si conferma nettamente inferiore allo standard fissato dalla RQDG per tutte le prestazioni soggette ad indennizzo automatico.

FIG. 3.41 Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale ai clienti con misuratore fino alla classe G6 nel 2024

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

La tavola 3.77 riporta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6. In particolare, è evidenziato il confronto tra gli anni 2023 e 2024.

TAV. 3.77 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2023			ANNO 2024		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	129.775	5,18	958	116.686	5,85	818
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	4.643	10,46	113	3.770	10,97	33
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	78.195	5,83	2.440	73.731	5,61	2.563
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	545.818	3,00	819	524.018	3,15	1.279
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	468.869	2,39	2.628	477.492	2,3	2.051
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	124.283	1,20	1.078	164.466	1,1	1.670
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	1.785	11,70	112	1.966	12,47	104

(segue)

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2023			ANNO 2024		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.515.227	-	4.343	1533.871		5.571
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	24.494	0,82	278	26.862	0,82	558
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	4.346	1,40	-	5.015	9,58	0
Appuntamenti posticipati	2 ore	165.002	-	631	160.642		813
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	18	-	-	33	3,5	1
TOTALE	-	3.062.599	-	13.405	3.088.715	-	15.472

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

Il numero complessivo di prestazioni aumenta lievemente, rispetto al 2023. La prestazione fascia di puntualità per appuntamenti è la prestazione più numerosa: da sola rappresenta quasi il 50% del totale delle prestazioni erogate; segue, con il 17%, l'attivazione della fornitura e con il 15% la disattivazione della fornitura.

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2024 è in forte aumento rispetto al 2023. La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, seguita dall'esecuzione di lavori semplici.

La successiva tavola 3.78 riporta le prestazioni relative ai dati tecnici soggette a indennizzo automatico per i venditori per i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6. Confrontandole con i dati dello scorso anno, si nota un lieve aumento delle richieste a fronte di una netta diminuzione degli indennizzi automatici sia in numero che in ammontare.

TAV. 3.78 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori in relazione ai clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 nel 2024*

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE DI INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	15.441	117	66.644	3,2
Altri dati tecnici (M02) – dal 1° luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	31.686	202	15.681	3,0
Altri dati tecnici complessi (M02C) – dal 1° luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	12 giorni lavorativi	8.176	45	4.515	6,0
TOTALE	-	55.303	364	26.840	-

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

Qualità commerciale del servizio di vendita del gas naturale

Standard e indennizzi relativi alle risposte a reclami scritti, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione e richieste scritte di informazione

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)⁷⁰ stabilisce gli indicatori di qualità commerciale e le regole a tutela dei clienti finali che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas naturale sono tenute a rispettare. Analogamente alle misure illustrate nel paragrafo “Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica” del Capitolo 2, per i clienti finali del settore gas sono in vigore indicatori che stabiliscono i tempi massimi di effettuazione delle prestazioni di qualità commerciale. I reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono sottoposti a standard specifici sul tempo di effettuazione delle prestazioni, mentre le richieste di informazione scritte sono sottoposte a standard generale.

Anche in relazione alla vendita di gas naturale, come nel settore elettrico, a fronte della richiesta di un cliente qualora il venditore non rispetti gli standard specifici, il cliente riceve automaticamente un indennizzo nella prima fattura utile. L'indennizzo automatico di base (25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione sottoposta ad indennizzo avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard. Per quanto riguarda le tipologie di clienti previste dal TIQV, a partire dal mese di gennaio 2024, al servizio di tutela gas è subentrato il servizio di tutela della vulnerabilità, destinato ai soli clienti domestici vulnerabili⁷¹. Pertanto, in tutte le tavole che nel seguito confrontano i dati del 2023 con quelli del 2024, la voce “Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela” va intesa come “Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela della vulnerabilità” per i dati relativi al 2024.

Per il 2024 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore gas 389 venditori, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 18,9 milioni di clienti finali alimentati in bassa pressione.

Analizzando i dati dei tempi medi effettivi delle prestazioni richieste dai clienti nel 2024, le risposte a reclami scritti e le rettifiche di fatturazione hanno registrato tempi medi al di sotto degli standard fissati (rispettivamente 16,3 e 32,8 giorni solari), mentre le rettifiche di doppia fatturazione sono risultate mediamente effettuate al di sopra degli standard fissati dall'Autorità, in analogia con quanto è avvenuto nel settore elettrico. In particolare, per quanto riguarda le rettifiche di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato in 20 giorni solari, i tempi medi effettivi risultano essere pari a 31,93 giorni solari. I tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazioni, invece, con una media di 6,25 giorni solari, risultano essere largamente inferiori allo standard generale (Tav. 3.79).

⁷⁰ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com e successive modifiche. In merito al procedimento per l'aggiornamento e la revisione della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, si veda il paragrafo “Regolazione della qualità dei servizi di vendita” nel Volume 2.

⁷¹ Per maggiori dettagli si veda l'art. 3 della delibera 14 marzo 2023, 100/2023/R/com, allegato A (Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane – TIVG).

TAV. 3.79 Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore gas naturale nel 2024 (giorni solari)

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI ^(A)	STANDARD GENERALI (%)	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	16,30
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	32,80
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	31,93
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	6,25
TOTALE	49.979	5	6.756

(A) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Le imprese di vendita del gas naturale complessivamente 202.784 reclami scritti, in aumento rispetto all'anno precedente (19,5%); la maggioranza dei reclami scritti (83,11%) proviene dai clienti domestici del mercato libero (Tav. 3.80). I reclami scritti riferiti ai clienti gas usi diversi e ai clienti domestici serviti nella tutela della vulnerabilità sono risultati, rispettivamente, il 5,76% e il 5,58% dei reclami complessivi. Una quota, pari al 4,57% dei reclami, è riconducibile ai clienti multisito gas, mentre i reclami provenienti dai condomini uso domestico e dalle attività di servizio pubblico rappresentano lo 0,84% e lo 0,14% dei reclami complessivi.

Per quanto riguarda le richieste scritte di informazione effettuate dai clienti gas (Tav. 3.81) nel 2024, complessivamente, 127.311, in diminuzione del 19,9% rispetto all'anno precedente; l'80,76% delle richieste ha interessato i clienti domestici del mercato libero; a seguire, a larga distanza, i clienti multisito gas con il 7,58%, i clienti non domestici usi diversi del mercato libero 6,73%, i clienti domestici del servizio di tutela della vulnerabilità (3,79%), i condomini uso domestico (1,08%) e, infine, i clienti gas delle attività di servizio pubblico nel mercato libero per lo 0,06%.

TAV. 3.80 Numero di reclami nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2023	2024	VARIAZIONE
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	22.580	11.306	-49,9%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	235	-	-
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	120.614	168.537	39,7%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	2.365	1.669	-29,4%
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	335	280	-16,4%
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	13.398	11.688	-12,8%
Multisito gas	10.212	9.277	-9,2%
TOTALE	169.739	202.784	19,5%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.81 Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2023	2024	VARIAZIONE
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	13.766	4.826	-64,9%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	105	-	-
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	118.276	102.812	-13,1%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.793	1.369	-23,6%
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	281	95	-66,2%
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	11.098	8.562	-22,9%
Multisito gas	13.725	9.647	-29,7%
TOTALE	159.044	127.311	-19,9%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione scritte sono state 7.775 (Tav. 3.82), in diminuzione rispetto all'anno precedente (-16,8%); significativo risulta essere il numero delle rettifiche richieste dai clienti domestici del mercato libero (78,2% del totale). A seguire, le rettifiche richieste dai clienti domestici del mercato tutelato della vulnerabilità (10,30%), dai clienti per usi diversi (6,15%) e dai clienti multisito (4,28%). Le rettifiche di fatturazione a beneficio dei condomini a uso domestico in tutela hanno rappresentato lo 0,97% delle rettifiche, mentre i clienti che utilizzano il gas per attività di servizio pubblico totalizzano solo lo 0,1%.

TAV. 3.82 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2023	2024	VARIAZIONE
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	2.021	801	-60,4%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	17	-	-
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	5.953	6080	2,1%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	167	75	-55,1%
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	13	8	-38,5%
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	693	478	-31,0%
Multisito gas	477	333	-30,2%
TOTALE	9.341	7.775	-16,8%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.83 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2023	2024	VARIAZIONE
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	23	13	-43,5%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	1	0	-100,0%
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	274	180	-34,3%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	5	22	340,0%
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	3	2	-33,3%
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	42	30	-28,6%
Multisito gas	58	22	-62,1%
TOTALE	406	269	-33,7%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Come negli anni precedenti, nel 2024 il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione ha interessato un numero estremamente contenuto di casi (274), soprattutto se si considerano i milioni di bollette annue complessivamente emesse dai venditori; il dato complessivo risulta essere in lieve aumento rispetto al 2023 (1,9%). Significative nell'anno sul totale delle rettifiche di doppia fatturazione risultano essere le richieste pervenute dai clienti domestici nel mercato libero (70,76%); a seguire, le rettifiche richieste dai clienti gas usi diversi (12,04%), dai condomini uso domestico (10,95%), e dai clienti multisito gas 5,84%, mentre i clienti che utilizzano il gas per attività di servizio pubblico e i clienti domestici della tutela della vulnerabilità totalizzano, rispettivamente, lo 0,73% e lo 0,36% delle richieste di rettifiche (Tav. 3.83).

TAV. 3.84 Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2024 nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA				
Domestici	2.169	129	3	2.301
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO				
Domestici	14.948	629	70	15.647
Condomini con uso domestico	225	31	12	268
Attività di servizio pubblico	43	0	1	44
Usi diversi	1.470	48	10	1.528
Multisito gas	1.301	42	3	1.346
TOTALE	20.156	879	99	21.134

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Nel 2024 i casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore gas che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo sono stati complessivamente 21.134, in diminuzione del 4,65% rispetto all'anno precedente (Tav. 3.84 e Tav. 3.85). Analogamente al settore elettrico, anche per il settore gas il maggior numero di indennizzi è attribuibile al mancato rispetto degli standard per le risposte ai reclami dei clienti domestici (95,37%). Il segmento di mercato che, nel complesso, registra il più alto numero di indennizzi è quello relativo ai clienti domestici del mercato libero, che incide per il 74,03%.

TAV. 3.85 *Numero di indennizzi automatici nel settore del gas naturale per mancato rispetto di standard specifici nel 2023 e nel 2024*

TIPO DI CLIENTE	2023	2024	VARIAZIONE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA			
Domestici	3.536	2.301	-35%
Condomini con uso domestico	41	-	-
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO			
Domestici	15.300	15.647	2%
Condomini con uso domestico	173	268	55%
Attività di servizio pubblico	59	44	-25%
Usi diversi	1.884	1.528	-19%
Multisito gas	1.172	1.346	15%
TOTALE	22.165	21.134	-5%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.86 *Indennizzi automatici erogati (euro) nel settore del gas naturale nel 2024*

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA				
Domestici	105.875	6.250	2.00	112.325
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO				
Domestici	631.428	28.205	3.375	663.008
Condomini con uso domestico	10.525	625	475	11.625
Attività di servizio pubblico	2.150	0	75	2.225
Usi diversi	72.080	2.475	625	75.180
Multisito gas	56.300	1.925	225	58.450
TOTALE	878.358	39.480	4.975	922.813

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.87 Indennizzi automatici erogati (euro) nel settore del gas naturale per mancato rispetto di standard specifici nel 2023 e nel 2024

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA			
Domestici	154.700	112.325	-27%
Condomini con uso domestico	1.950	-	-
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO			
Domestici	676.760	11.625	50%
Condomini con uso domestico	7.745	2.225	-18%
Attività di servizio pubblico	2.700	75.180	-9%
Usi diversi	82.925	58.450	15%
Multisito gas	50.680	922.813	-6%
TOTALE	977.460	112.325	-27%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Nell'anno sono stati erogati indennizzi per i clienti gas per un ammontare complessivo di oltre 922.000 euro (Tav. 3.86 e Tav. 3.87), in leggera diminuzione rispetto all'anno precedente (-5%). Per quanto riguarda gli indennizzi automatici erogati direttamente in bolletta nel mercato del gas naturale, il 95,18% degli indennizzi è stato erogato per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti.

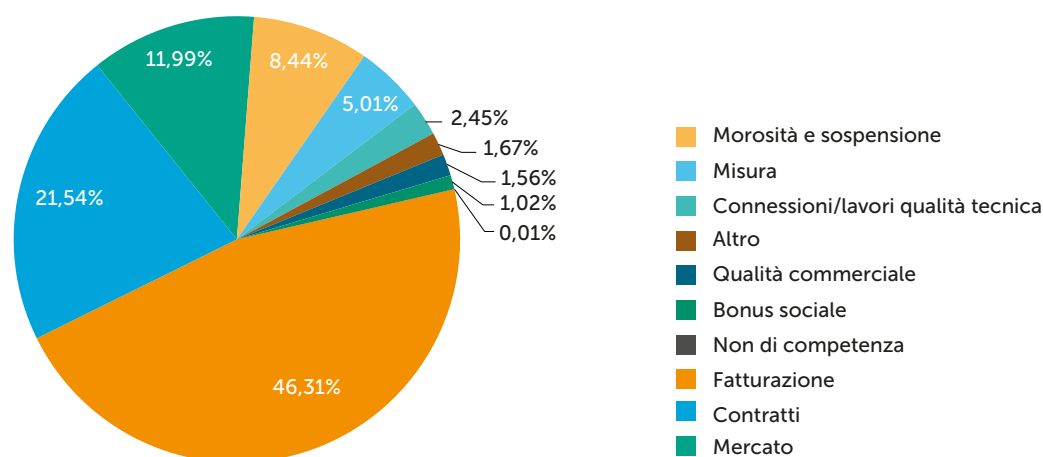
Il segmento di mercato che ha beneficiato maggiormente del pagamento degli indennizzi automatici è quello dei clienti domestici del mercato libero (71,85%); a seguire, i clienti domestici del mercato tutelato (12,17%). I clienti gas usi diversi e i clienti multisito gas totalizzano, rispettivamente, l'8,15% e il 6,33% degli indennizzi. Infine, ai condomini uso domestico e alle attività di servizio pubblico sono stati corrisposti l'1,26% e lo 0,24% degli indennizzi.

Per quanto riguarda i reclami dei clienti per le forniture gas (Fig. 3.42), i principali argomenti oggetto di reclamo sono stati: nel 46,31% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'auto-lettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi (erano il 49,5% nel 2023); per il 21,54%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro, perfezionamento e costi relativi (erano il 17,4%, nel 2023); nel 11,99% dei casi, il mercato, come le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate (erano il 12,21% nel 2023). Nell'8,44% dei casi, i reclami hanno riguardato la morosità e la sospensione (erano 7,22% nel 2023), nel 5,01% dei casi la misura (erano il 5,1% nel 2023), nel 2,45% le connessioni, i lavori e la qualità tecnica (erano il 2,6% nel 2023), nell'1,02% il bonus sociale (erano il 2% nel 2023), nell'1,56% la qualità commerciale (erano l'1,78% nel 2023) e nell'1,67% hanno riguardato altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti (erano il 2,17% nel 2023). Lo 0,01% dei reclami, infine, è stato relativo ad ulteriori tematiche non di competenza dei venditori (erano lo 0,01% nel 2023).

Per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende per le forniture gas (Fig. 3.43), l'argomento principale è stato, nel 51,3% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che

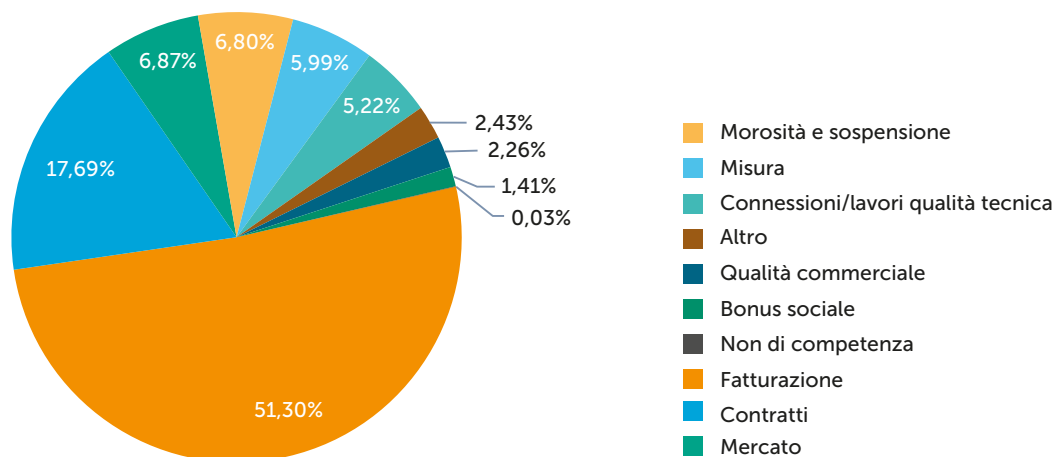
ne consegue (i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi) a fronte del 46,68% nel 2023; per il 17,69% (erano il 17,78% nel 2023), le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); il 6,87% delle richieste ha riguardato le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica (erano il 5,82% nel 2023); nel 6,8% dei casi il mercato, come le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate (erano l'8,73% nel 2023). Il 5,99% delle richieste di informazioni ha riguardato altri argomenti residuali non ricompresi nelle categorie precedentemente elencate (erano il 9,89% nel 2023). Nel 5,22% dei casi le stesse richieste hanno avuto ad oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione (erano il 3,68% nel 2023). Nel 2,43% dei casi, le richieste hanno riguardato tematiche relative alla misura (erano il 2,3% nel 2023), nel 2,26% la qualità commerciale (erano il 2,17% nel 2023), nell'1,41% il bonus sociale (erano il 2,8% nel 2023), lo 0,03% tematiche non di competenza dei venditori (erano lo 0,16% nel 2023).

FIG. 3.42 *Principali argomenti oggetto di reclami inoltrati ai venditori gas nel 2024*



Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

FIG. 3.43 *Principali argomenti oggetto di richieste di informazioni inoltrate ai venditori gas nel 2024*



Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Standard e indennizzi per i clienti *dual fuel*

Nel 2024 82 venditori hanno dichiarato di fornire 1.682.351 clienti con contratti *dual fuel*. Tali clienti hanno inviato 30.355 reclami scritti, in diminuzione del 2,72% rispetto all'anno precedente, e 31.525 richieste di informazioni scritte, in diminuzione del 34,9%. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 1.549 (-26,9%) e 54 (45,9%) (Tav. 3.88).

Complessivamente, per i clienti con contratti *dual fuel*, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto ad ottenere un indennizzo automatico in bolletta per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 3.439 (erano 3.384 nel 2023 – Tav. 3.89). Il 93,5% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti oltre gli standard in vigore.

TAV. 3.88 *Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative a clienti dual fuel*

ISTANZA	2023	2024	VARIAZIONE
Reclami	31.203	30.355	-2,7%
Richieste di informazione	48.397	31.525	-34,9%
Rettifiche di fatturazione	2.121	1.549	-26,9%
Rettifiche di doppia fatturazione	37	54	45,9%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.89 *Numero di indennizzi da erogare a clienti dual fuel per mancato rispetto di standard specifici*

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD	2023	2024	VARIAZIONE
Risposta ai reclami	3.267	3.215	-1,59%
Rettifiche di fatturazione	112	198	76,79%
Rettifiche di doppia fatturazione	5	26	420%
TOTALE	3.384	3.439	1,63%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Anche per quanto riguarda gli importi riconosciuti ai clienti per indennizzi automatici (Tav. 3.90), la prevalenza dei casi è connessa al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami (92,6%); in misura minore pesano le rettifiche di fatturazione (6,3%) e le rettifiche di doppia fatturazione (1,1%). Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 149.855 euro.

TAV. 3.90 *Indennizzi automatici erogati a clienti dual fuel*

MOTIVAZIONE	2023	2024	VARIAZIONE
Risposta ai reclami	136.030	138.805	2,04%
Rettifiche di fatturazione	4.625	9.400	103,24%
Rettifiche di doppia fatturazione	325	1.650	407,69%
TOTALE	140.980	149.855	6,30%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Analizzando le cause di mancato rispetto degli standard, nel 98,39% dei casi la responsabilità è attribuibile alle imprese di vendita, mentre nell'1,61% a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a terzi (come, ad esempio, il distributore o enti terzi) e nessun caso a cause di forza maggiore.

Gli argomenti che hanno generato reclami di diretta responsabilità delle aziende di vendita per i clienti *dual fuel* hanno riguardato: per il 47,43% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi (erano il 48,65% nel 2023); nel 12,93% dei casi, le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste dal contratto ed applicate (erano il 14,19% nel 2023); nel 13,52% dei casi, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi) (erano il 12,82% nel 2023). A seguire, i reclami relativi alla morosità e alla sospensione sono stati il 10,62% (erano l'8,13% nel 2023), mentre quelli relativi alla misura il 4,52% (erano il 3,94% nel 2023). Nel 3,45% dei casi, i reclami hanno riguardato le connessioni, i lavori e la qualità tecnica (erano il 3,72% nel 2023), nel 4,17% la qualità commerciale (erano il 4,06% nel 2023), nel 2,04% dei casi il bonus sociale (3,14% nel 2023) e nell'1,32% altri argomenti residuali (erano l'1,35% nel 2022), non riconducibili alle categorie precedenti.

Per quanto riguarda gli argomenti oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti *dual fuel* hanno inoltrato alle aziende di vendita, l'argomento principale (47,4% dei casi) è stato la fatturazione e tutto ciò che ne consegue (consumi e corrispettivi fatturati, autolettura, periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, effettuazione di pagamenti e rimborsi) a fronte del 34,33% del 2023; per il 13,5%, argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta, rispetto a quelle previste in contratto e applicate (erano il 7,29%, nel 2023). Per il 12,9% dei casi (erano il 18,48% nel 2023), le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); nel 10,6% dei casi le richieste di informazioni hanno riguardato morosità e sospensione (erano il 2,77% nel 2023), nel 4,5% tematiche relative alla misura (erano l'1,12% nel 2023), nel 4,2% la qualità commerciale (4,5% nel 2023), nel 3,4% dei casi, le richieste in argomento hanno interessato le connessioni, i lavori e problematiche relative alla qualità tecnica (erano il 7,03% nel 2023), nel 2% il bonus sociale (erano l'1,76% nel 2023). L'1,5% delle richieste di informazioni ha riguardato altri argomenti non ricompresi nelle categorie precedentemente elencate (erano il 22,72% nel 2023).

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita del gas naturale

Poiché la regolazione della qualità commerciale dei servizi telefonici è comune ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale, l'esposizione e l'analisi dei relativi indicatori di qualità è unica ed è stata inserita nel paragrafo "Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica" del Capitolo 2 di questo Volume, al quale si rimanda.



CAPITOLO

4



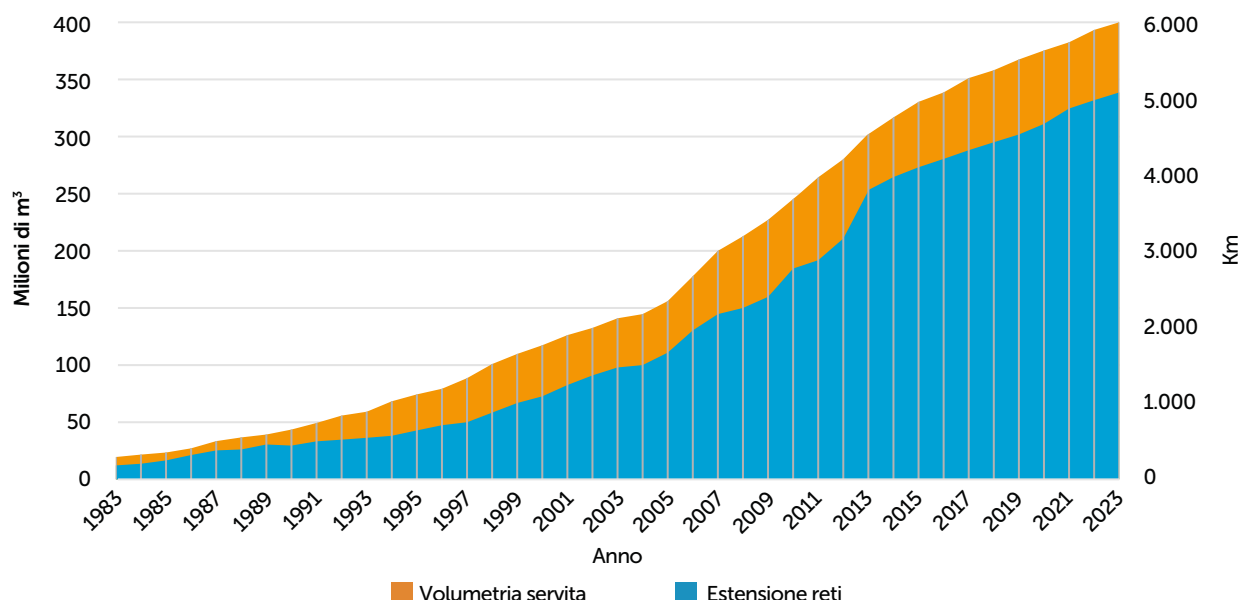
**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE
DEL TELECALORE**

Struttura del mercato

Stato di diffusione del servizio

Per motivi storici, i sistemi di teleriscaldamento sono molto comuni in alcuni Paesi del nord-est Europa (Islanda, Danimarca, Bielorussia, Svezia, Estonia, Finlandia, ecc.). In Italia la diffusione è limitata, seppure si evidenzia una crescita mai interrotta nel tempo, a partire dall'installazione dei primi impianti negli anni '70, sia in termini di volumetria servita, sia di estensione delle reti di distribuzione dell'energia termica (Fig. 4.1). Tra il 2000 e il 2023 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 5,6%, passando da 117 a 400 milioni di metri cubi. Nello stesso lasso di tempo l'estensione delle reti è cresciuta da 1.091 km a 5.082 km, a un ritmo medio di circa 170 km all'anno.

FIG. 4.1 Evoluzione della volumetria allacciata (asse principale) e dell'estensione delle reti (asse secondario)

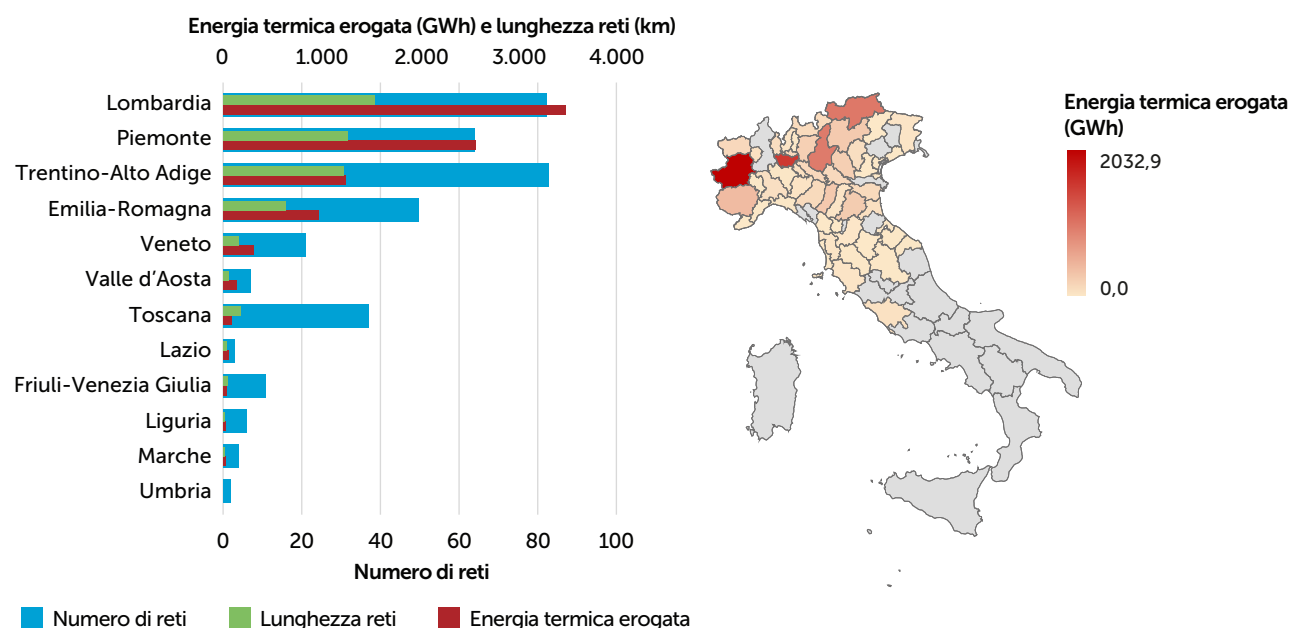


Fonte: Annuario AIRU¹ 2024.

La diffusione del servizio rimane concentrata principalmente nelle aree urbane dell'Italia settentrionale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici, insieme all'elevata densità abitativa, consentono di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio agli utenti.

Sei regioni del Nord Italia (Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Emilia-Romagna, Veneto e Valle d'Aosta) rappresentano, da sole, il 97% dell'energia termica erogata dai sistemi di teleriscaldamento. La dimensione delle reti in queste regioni risulta piuttosto eterogenea. In Piemonte, ad esempio, un numero di reti più limitato distribuisce oltre il doppio di energia rispetto alle reti (perlopiù montane) localizzate in Trentino-Alto Adige.

¹ AIRU è l'Associazione italiana riscaldamento urbano, associazione nazionale che raggruppa i maggiori operatori del settore del telecalore.

FIG. 4.2 Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento (numero di reti, estensione ed energia termica totale erogata) nel 2023

Fonte: ARERA, Anagrafiche e raccolte dati.

Caratteristiche dell'offerta

Nel 2023 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento) hanno prodotto 10.691 GWh termici, 6.045 GWh elettrici e 162 GWh frigoriferi (Tav. 4.1). Rispetto al precedente anno 2022, si sono significativamente ridotti sia il calore erogato all'utenza (-7,4%) sia l'energia elettrica prodotta dalle centrali al servizio di reti di telecalore e immessa nella rete elettrica nazionale (-7,5%). Anche la fornitura di energia frigorifera alle utenze del telecalore ha registrato un calo sull'anno precedente (-5,4%). Tali variazioni possono essere spiegate, almeno in parte, dall'andamento delle condizioni climatiche. Il 2023, rispetto all'anno precedente, è stato caratterizzato da una stagione termica mite, sia nel periodo invernale sia nel periodo estivo. I valori rilevati dei gradi giorno di riscaldamento (HDD) e raffrescamento (CDD) in Italia, in particolare, sono risultati rispettivamente pari a 1.689 (il valore più basso registrato dal 2014) e 301².

TAV. 4.1 Produzione di energia delle centrali termiche (in GWh) nel 2023

ETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA ^(A)	INCREMENTO RISPETTO AL 2022
Energia termica	10.691	8.494	-7,4%
Energia elettrica	6.045	5.656	-7,5%
Energia frigorifera	162	147	-5,4%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.

Fonte: Annuario AIRU 2024.

2 Elaborazione dati Eurostat: Energy statistics - Cooling and heating degree days by country - annual data - Italy (<https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>).

Tra le fonti energetiche utilizzate per l'alimentazione degli impianti di telecalore (Tav. 4.2) il gas naturale è risultato anche nel 2023 quella prevalente, con un'incidenza pari al 69,8% della produzione di energia termica complessiva. Un contributo significativo è stato fornito anche dai rifiuti (15,4%) e dalle bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi, in crescita all'11,2%), mentre le altre fonti energetiche presentano un'incidenza nel complesso marginale.

TAV. 4.2 Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	ANNO 2013		ANNO 2022		ANNO 2023	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.474.204	76,8%	1.353.550	69,8%	1.264.275	69,8%
Energia da rifiuti	216.616	11,3%	312.764	16,1%	278.014	15,4%
Bioenergie ^(A)	140.371	7,3%	206.672	10,7%	202.601	11,2%
Carbone	45.545	2,4%	-	0,0%	-	0,0%
Gasolio e olio combustibile	1.927	0,1%	1.797	0,1%	1.534	0,1%
Geotermia	14.459	0,8%	29.596	1,5%	28.461	1,6%
Recuperi da processo industriale	541	0,0%	7.943	0,4%	10.100	0,6%
Sole	-	0,0%	77	0,0%	192	0,0%
Energia primaria da rete elettrica ^(B)	25.190	1,3%	26.537	1,4%	25.714	1,4%
TOTALE fossili	1.546.866	81%	1.381.884	71%	1.291.523	71%
TOTALE rinnovabili	371.987	19%	557.053	29%	519.368	29%
TOTALE	1.918.853	100%	1.938.937	100%	1.810.891	100%

(A) Biomasse, biogas e bioliquidi.

(B) Consumi del Sistema elettrico nazionale per energia elettrica prelevata dalla rete.

Fonte: Annuario AIRU 2024.

Per quanto concerne l'incidenza delle differenti tecnologie di generazione, si conferma una netta prevalenza degli impianti di cogenerazione di elettricità e calore, con una quota di produzione pari al 65,2% del totale (Tav. 4.3).

TAV. 4.3 Tecnologia e fonti di produzione dell'energia termica immessa nelle reti di telecalore (in GWh) nel 2023

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA
Cogenerazione	5.286	1.667	6.953	65,2%
Produzione semplice	2.224	860	3.084	28,9%
Rinnovabili dirette	-	314	314	2,9%
Pompe di calore	-	198	198	1,9%
Recupero	-	113	113	1,1%
TOTALE	7.510	3.152	10.662	100%

Fonte: Annuario AIRU 2024.

Se si considera, invece, la capacità di produzione di energia termica (Tav. 4.4), si riscontra una predominanza delle caldaie (oltre 5.700 MW), utilizzate però principalmente per coprire le punte di domanda e per la funzione di riserva.

TAV. 4.4 Capacità di generazione installata per tecnologia

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2022		POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2023	
	ELETTRICA MW _e	TERMICA MW _t	ELETTRICA MW _e	TERMICA MW _t
Centrali termoelettriche		1.204		1.268
Impianti di cogenerazione ^(A)	808	933	823	953
Impianti termovalorizzazione rifiuti		681		677
Produzione semplice a bioenergie ^(B)		482		499
Impianti di cogenerazione a bioenergie	91	255	91	258
Impianti a geotermia		156		156
Recupero da processo industriale		118		126
Pompe di calore		78		94
Solare termico		2		3
Caldaie di integrazione e riserva		5.586		5.714
TOTALE	898	9.494	914	9.748

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili.

(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2024.

Per quanto concerne l'energia frigorifera, la produzione può essere effettuata attraverso gruppi frigoriferi installati nelle centrali termiche, con la successiva distribuzione attraverso reti di teleraffrescamento (trasporto di acqua fredda), oppure *in loco*, grazie a gruppi frigoriferi alimentati dal calore delle reti di teleriscaldamento. Nel primo caso i gruppi frigoriferi possono essere del tipo "a compressione di vapore" (alimentati da energia elettrica, tipicamente prodotta da cogeneratori presenti nella stessa centrale termica) e/o "ad assorbimento" (alimentati con calore disponibile in centrale, tipicamente di origine cogenerativa). Nel caso di produzione presso la sottostazione d'utenza, invece, vengono utilizzati necessariamente gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati dalla rete di teleriscaldamento, impiegando quindi lo stesso vettore termico usato per soddisfare i fabbisogni di riscaldamento, acqua calda sanitaria e processi industriali.

La prima soluzione ha come principale vantaggio la flessibilità di utilizzo della fonte energetica (utilizzo di elettricità, per la produzione tramite gruppi frigoriferi a compressione, e/o di calore, per la produzione tramite gruppi frigoriferi ad assorbimento) disponibile o appositamente prodotta in centrale, mentre la seconda soluzione consente di evitare gli investimenti e gli oneri di gestione e manutenzione derivanti da un'apposita infrastruttura di teleraffrescamento (tipicamente posata in parallelo alla rete di teleriscaldamento).

La tavola 4.5 riporta i valori di capacità di produzione frigorifera delle diverse macchine attualmente installate nei sistemi di telecalore, suddivise per tipologia e posizione di installazione.

TAV. 4.5 Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2023 (in MW)

TIPOLOGIA GRUPPI FRIGORIFERI	INSTALLATI IN CENTRALE	INSTALLATI PRESSO L'UTENTE	TOTALE
A compressione	114,7	-	114,7
Ad assorbimento	34,0	108,6	142,6
TOTALE	148,7	108,6	257,3

Fonte: Annuario AIRU 2024.

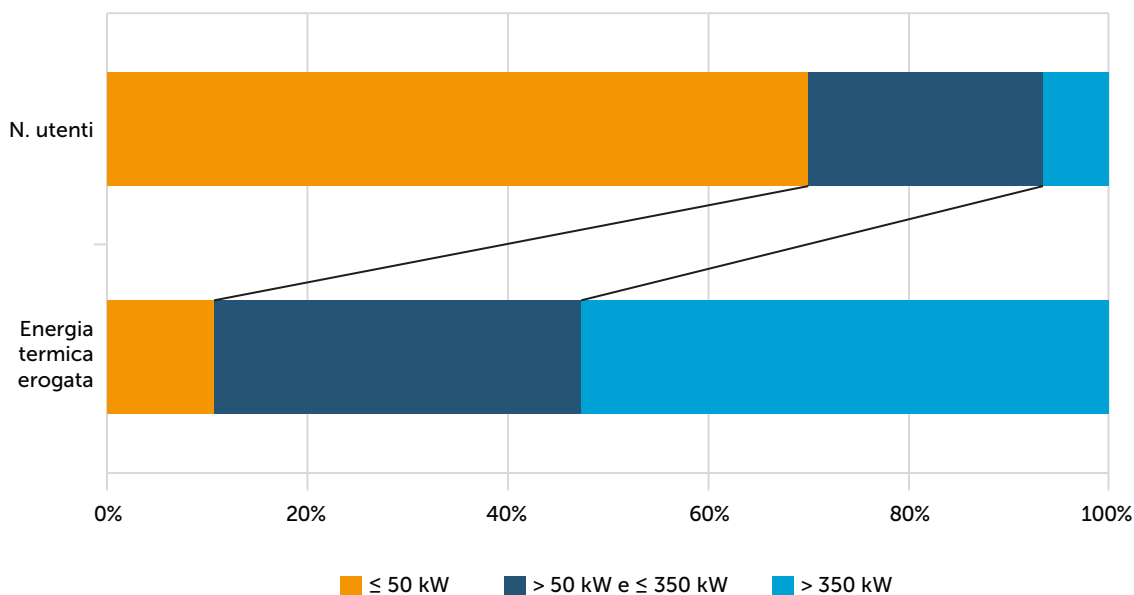
Il mix produttivo dei sistemi di telecalore ha consentito un significativo risparmio energetico e una riduzione delle emissioni di gas climalteranti rispetto all'utilizzo di sistemi di produzione separata di elettricità e calore (quantificati dall'AIKU in 0,5 Mtep di fonti fossili risparmiate e 1,7 Mt di CO₂ non emesse nell'anno 2023).

Caratteristiche della domanda

L'energia distribuita dalle reti di telecalore è utilizzata principalmente per gli usi di climatizzazione ambientale (riscaldamento e raffrescamento) e produzione di acqua calda ad uso igienico-sanitario, mentre è trascurabile l'utilizzo in processi industriali. In particolare, secondo i dati AIKU, una quota sostanziale della domanda è costituita da utenze di tipo residenziale (il 64% del totale) e terziario (33%). La domanda del settore industriale è invece marginale (3%, di cui meno dello 0,5% rappresentata da usi di processo), in quanto i processi industriali richiedono in genere temperature di fornitura superiori a quelle di esercizio delle reti di telecalore.

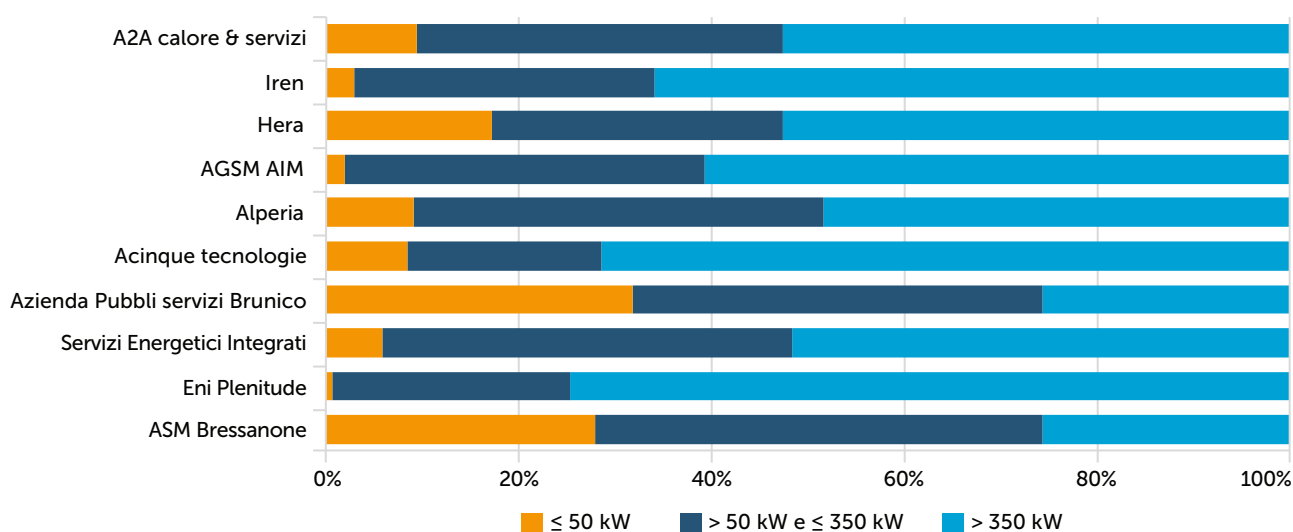
Per quanto concerne le caratteristiche dell'utenza, il settore del telecalore, come evidenziato nella figura 4.3, è caratterizzato dalla presenza di un numero rilevante di utenti di dimensioni relativamente ridotte. Il 70% degli utenti presenta una potenza contrattuale non superiore a 50 kW, mentre il 23% ha una taglia compresa tra 50 e 350 kW e solo il 7% supera i 350 kW. Gli utenti di maggiori dimensioni, nonostante siano relativamente poco numerosi, rappresentano tuttavia una quota cospicua dei consumi complessivi (oltre il 50%).

FIG. 4.3 Quota del numero di utenti e dei relativi consumi in funzione della classe dimensionale degli utenti nel 2023



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata.

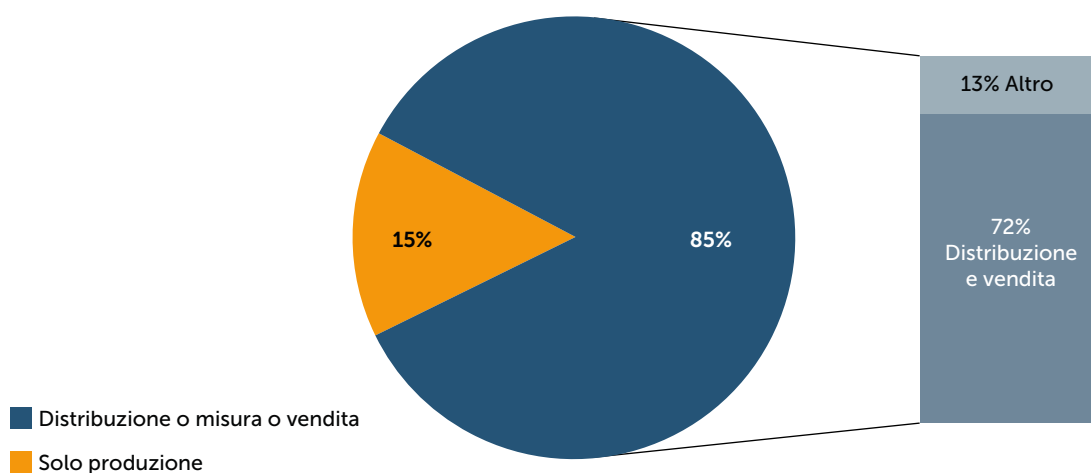
L'incidenza delle differenti classi di utenti sul totale dell'energia termica fornita può variare sensibilmente tra i diversi operatori (Fig. 4.4). Tale eterogeneità è dovuta primariamente alle caratteristiche del territorio servito. Nelle aree a elevata densità abitativa vi è una forte prevalenza di grandi condomini, mentre nelle zone montane e rurali vi è una maggiore diffusione di utenze costituite da una o poche unità abitative.

FIG. 4.4 Calore erogato dai 10 maggiori operatori ripartito per classe dimensionale dell'utente nel 2023

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata.

Operatori del servizio di telecalore

Nell'anagrafica dell'Autorità risultano attualmente iscritte 249³ società. Di queste, l'85% si occupa di attività strettamente legate all'esercizio delle reti e alla fornitura dell'energia termica alle utenze (distribuzione, misura e/o vendita), mentre la quota rimanente si occupa solo di produzione di energia termica (Fig. 4.5).

FIG. 4.5 Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (febbraio 2025)

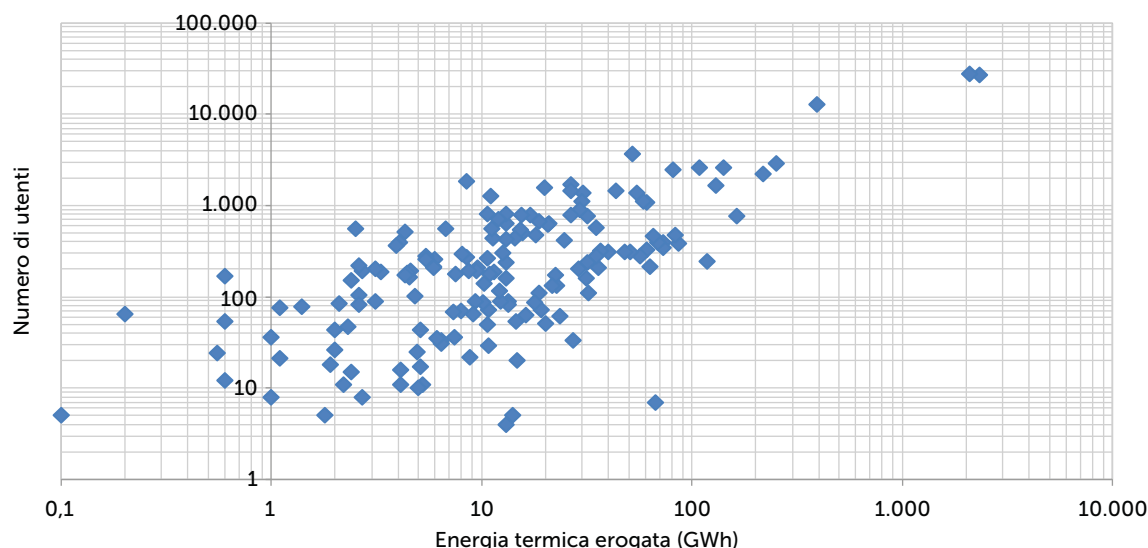
Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Gli operatori del telecalore presentano un'ampia eterogeneità, sia in relazione al numero di utenti serviti sia all'energia termica complessivamente erogata (Fig. 4.6). L'elevata variabilità dell'energia erogata, anche a parità del numero di utenti, dipende principalmente dal diverso contesto in cui operano gli esercenti. Nelle aree a minore densità abitativa l'utenza è

³ Dati relativi allo stato delle anagrafiche al momento della scrittura del rapporto (febbraio 2025).

caratterizzata da piccoli edifici, non di rado villette monofamiliari, mentre nelle principali aree urbane vi è una maggiore presenza di condomini o supercondomini, corrispondenti a decine (in alcuni casi centinaia) di unità immobiliari.

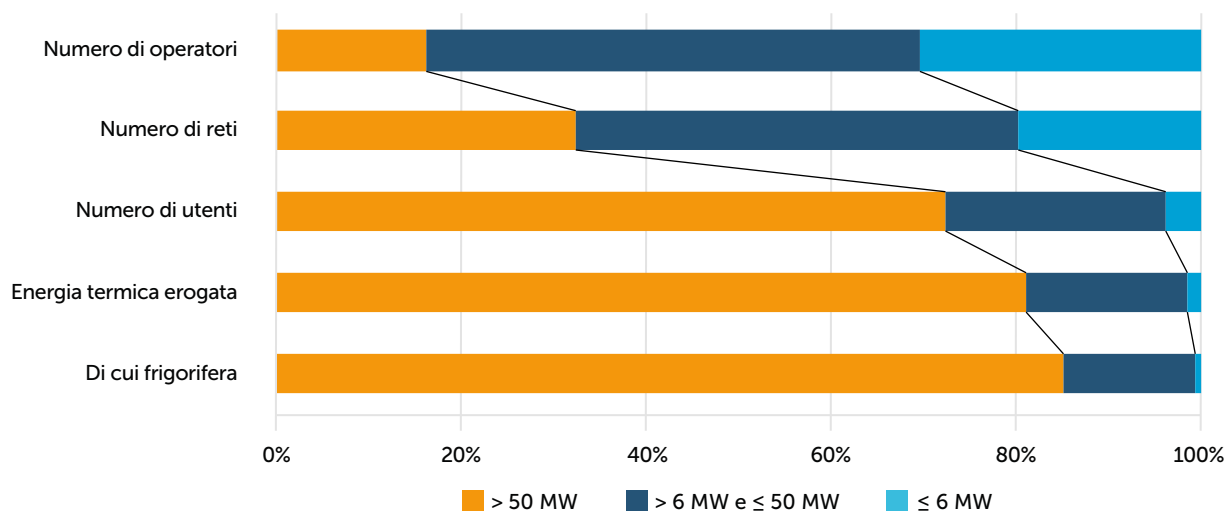
FIG. 4.6 *Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti (assi in scala logaritmica) nel 2023*



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata⁴.

Un'altra caratteristica del settore è l'elevata concentrazione del mercato. Gli esercenti di maggiori dimensioni (28 operatori con potenza convenzionale superiore a 50 MW⁵ e che gestiscono circa 100 reti di telecalore) servono una quota preponderante degli utenti.

FIG. 4.7 *Rappresentatività delle 3 classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, di reti e di utenti, energia termica erogata e quota di energia frigorifera nel 2023*



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 qualità tecnica⁶.

⁴ I dati si riferiscono all'insieme dei dati inviati all'Autorità con la Raccolta dati integrata telecalore e relativi all'anno di esercizio 2023, per un totale di 163 venditori che hanno erogato energia termica per circa 8.600 GWh a 132.000 utenti.

⁵ Gli esercenti, ai sensi del TUD (Testo unico di classificazione dimensionale degli esercenti, è l'allegato B alla delibera 463/2021/R/tlr), sono suddivisi in 3 classi dimensionali: esercenti di maggiori dimensioni (potenza convenzionale > 50 MW), esercenti di medie dimensioni (> 6 MW e ≤ 50 MW) e micro-esercenti (≤ 6 MW).

⁶ I dati si riferiscono all'insieme dei dati inviati all'Autorità con la Raccolta dati qualità tecnica telecalore e relativi all'anno di esercizio 2023, per un totale di 174 distributori che hanno erogato energia termica per circa 8.800 GWh a 137.000 utenti.

Prezzi del servizio

Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

L'Autorità, al fine di monitorare lo stato del settore, ha previsto con il TITT⁷ specifici obblighi di trasparenza sui prezzi del servizio. In particolare, gli operatori:

- dal 1° gennaio 2020 sono tenuti a pubblicare sul proprio sito internet i prezzi di fornitura applicati all'utenza;
- dal 2021 comunicano annualmente all'Autorità informazioni relative alle offerte commerciali applicate agli utenti.

Nell'ambito delle attività di monitoraggio, l'Autorità, a seguito del significativo incremento dei prezzi registrato a partire dall'ultimo trimestre 2021, ha avviato un'indagine conoscitiva, al fine di valutare la congruità di costi e ricavi del servizio di teleriscaldamento.

L'indagine conoscitiva, i cui esiti sono stati riportati nell'allegato A alla delibera 547/2022/R/tlr, ha evidenziato potenziali criticità, sia in relazione alle dinamiche di mercato sia, limitatamente ad alcuni contesti, all'equità dei prezzi applicati; in particolare:

- con riferimento alle dinamiche di mercato, i prezzi applicati dagli esercenti del servizio di teleriscaldamento sono risultati, in genere, superiori al costo di erogazione del servizio alternativo più conveniente;
- con riferimento all'equità dei prezzi applicati, in alcune reti, caratterizzate da un significativo utilizzo di impianti di termovalorizzazione per la produzione di energia termica, si è determinato un progressivo disallineamento tra costi e ricavi del servizio in quanto, all'incremento dei ricavi, non è corrisposta una crescita dei costi variabili di produzione.

Alla luce degli esiti dell'indagine conoscitiva, l'Autorità, con la segnalazione 568/2022/I/tlr, ha posto all'attenzione del Parlamento e del Governo l'opportunità di introdurre una regolazione tariffaria dei prezzi del servizio di teleriscaldamento.

Il legislatore è intervenuto con la legge 21 aprile 2023, n. 41, che ha modificato le disposizioni del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, prevedendo l'applicazione di tariffe regolate per la generalità delle reti di teleriscaldamento.

L'Autorità, a partire dall'anno 2024, ha introdotto un metodo tariffario transitorio (MTL-T⁸), ritenendo necessario un intervento tempestivo a tutela degli utenti, anche alla luce delle tensioni presenti nei mercati energetici.

Il metodo tariffario transitorio, in particolare, in un'ottica di gradualità e proporzionalità di intervento, prevede:

- l'applicazione di un vincolo massimo ai ricavi complessivi degli operatori, calcolato sulla base del metodo del costo evitato (il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando il sistema di riscaldamento alternativo più conveniente, corrispondente alla caldaia a gas, per le aree metanizzate e alla caldaia a gasolio per le aree non metanizzate);

⁷ TITT è il Testo unico in materia di trasparenza dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, allegato A alla delibera 25 luglio 2023, 344/2023/R/tlr.

⁸ MTL-T è l'allegato A alla delibera 638/2023/R/tlr, successivamente modificato e integrato dalla delibera 597/2024/R/tlr.

- la definizione di un limite massimo (pari al 10%) alla riduzione dei prezzi derivanti dall'applicazione alle condizioni economiche vigenti prima dell'intervento dell'Autorità, se incompatibili con il vincolo ai ricavi di cui al precedente alinea; tale disposizione è finalizzata ad assicurare una adeguata gradualità nell'introduzione di un regime di prezzi regolati;
- l'esclusione dalla disciplina per gli operatori di minori dimensioni (con una potenza convenzionale inferiore a 30 MW), fermo restando il potere dell'Autorità di intervento *ex post* in caso di segnalazioni di anomalie nei prezzi del servizio.

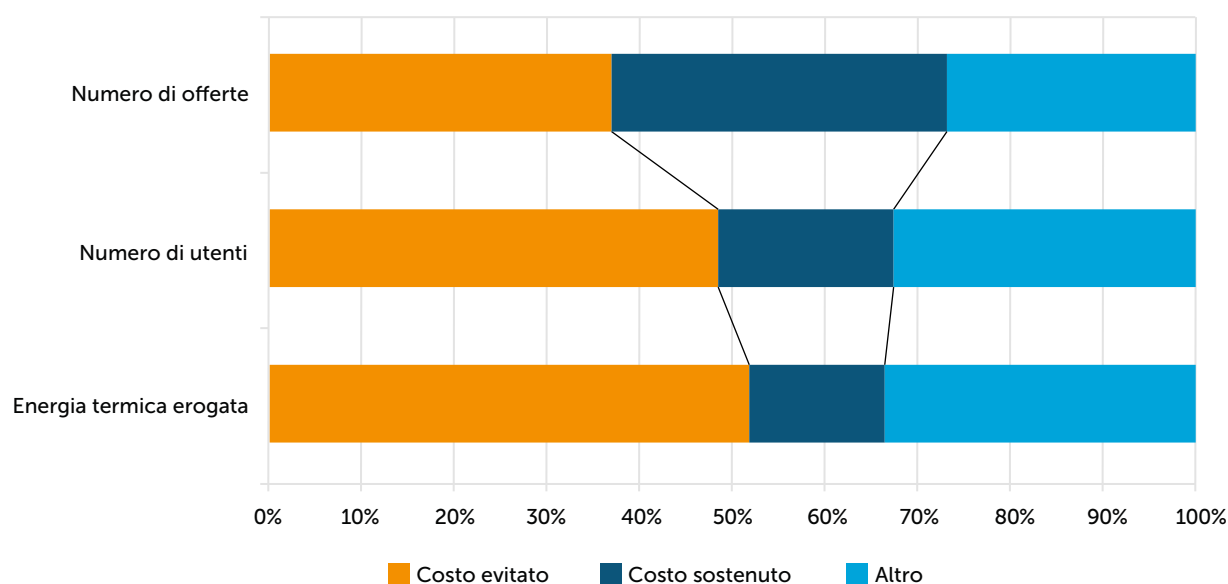
Le informazioni sui prezzi riportate nella presente relazione si riferiscono all'anno 2023, periodo antecedente all'applicazione del metodo tariffario transitorio.

Modalità di determinazione del prezzo

Nel settore si utilizzano principalmente due modalità di determinazione del prezzo del servizio:

- il metodo dei costi sostenuti, che ha l'obiettivo di assicurare l'equilibrio economico e finanziario e garantire un'adeguata remunerazione del capitale investito (metodologia "*cost of service*");
- il metodo del costo evitato, che ha l'obiettivo di fornire all'utente il servizio a un prezzo competitivo, rispetto al costo che lo stesso avrebbe sostenuto utilizzando una tecnologia di climatizzazione alternativa (ad esempio, una caldaia a gas).

FIG. 4.8 Offerte commerciali per metodologia di definizione del prezzo nel 2023



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata.

La scelta della metodologia di *pricing* è influenzata dalla forma societaria dell'esercente. Il metodo del costo evitato è in genere applicato da operatori che gestiscono reti di grandi dimensioni, prevalentemente in contesti urbani, mentre le società cooperative o a forte partecipazione pubblica, che gestiscono reti di piccole dimensioni, tendono a preferire il metodo dei costi sostenuti.

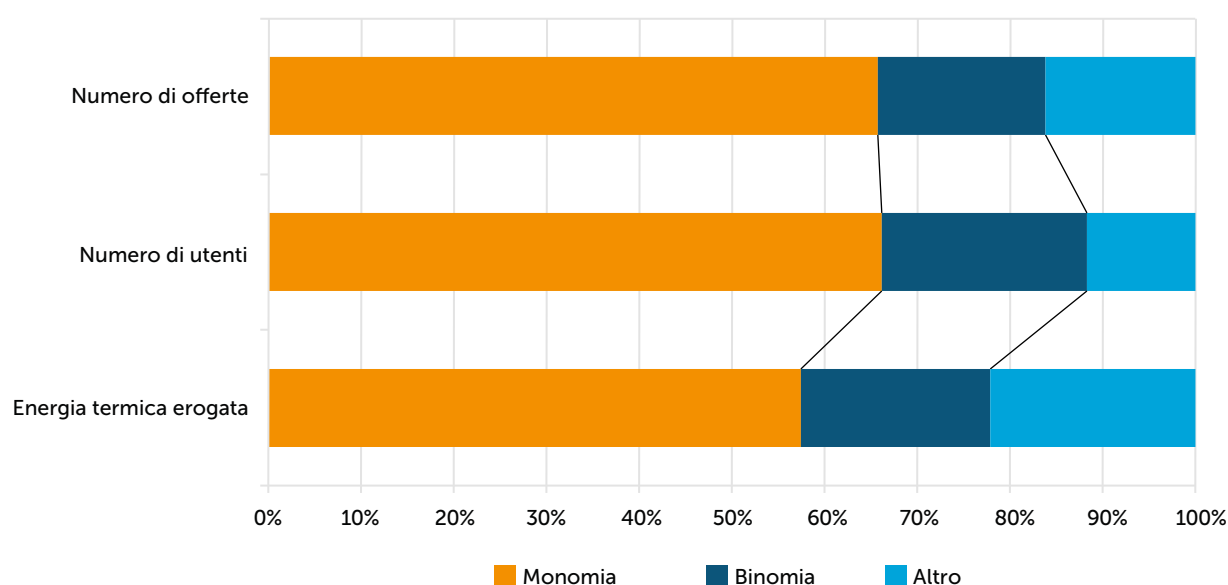
Alcuni operatori dichiarano di definire il prezzo del servizio anche sulla base di altre modalità che tuttavia, in genere, presentano molte similitudini con il metodo del costo evitato (in particolare, l'utilizzo del prezzo del gas per l'aggiornamento dei corrispettivi).

L'incidenza di ciascuna metodologia di *pricing* è riportata nella figura 4.8.

Articolazione tariffaria

Nel settore è diffuso l'utilizzo di tariffe monomie e binomie (dove, oltre alla componente variabile su energia termica, ne è presente una fissa dipendente dalla potenza contrattualizzata ed espressa in €/kW).

FIG. 4.9 Offerte commerciali per tipologia di prezzo nel 2023



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata.

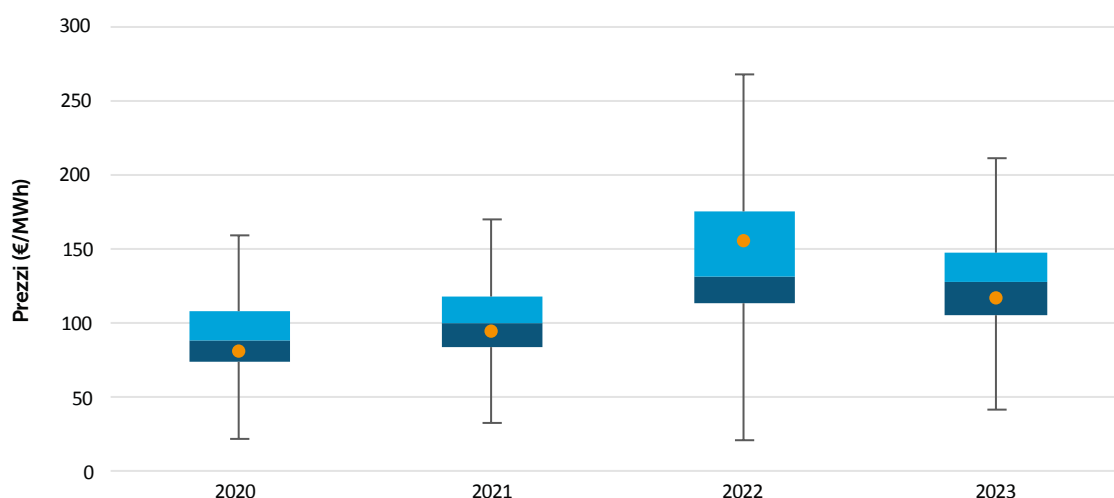
Risulta limitata la diffusione di ulteriori articolazioni tariffarie (cfr. categoria "altro" nella figura 4.9), in genere caratterizzate dalla presenza di componenti per il noleggio del misuratore o per altri oneri connessi all'erogazione del servizio.

Andamento dei prezzi

L'ampia diffusione del metodo del costo evitato comporta che i prezzi del servizio di teleriscaldamento siano fortemente influenzati dall'andamento delle quotazioni del gas naturale.

Tale correlazione, nel corso del 2023, ha portato a una riduzione del prezzo del servizio, che in media è risultato pari a 116 €/MWh, a fronte dei 155 €/MWh registrati nel 2022 (Fig. 4.10). Nonostante la riduzione registrata i prezzi sono tuttavia rimasti più alti rispetto al livello precrisi.

FIG. 4.10 Boxplot dei prezzi medi per operatore (IVA ed eventuale credito d'imposta esclusi) e media pesata sull'energia erogata, evoluzione negli anni 2020-2023



Fonte: ARERA, Raccolte dati integrate.

Nella valutazione del livello dei prezzi va, in ogni caso, considerata l'elevata eterogeneità delle tariffe applicate dagli esercenti. Se si considerano i due quartili intermedi della distribuzione (il 50% centrale della popolazione di dati), il prezzo medio applicato dagli operatori nel 2023 è risultato compreso tra 104 e 147 €/MWh.

L'eterogeneità dei prezzi applicati è motivata da molti fattori. Il prezzo del servizio è influenzato non solo dalle diverse modalità di definizione (metodologie *cost of service* o del costo evitato), ma anche dalle caratteristiche dei sistemi di telecalore (tipologia di fonti energetiche utilizzate, livello di densità termica dell'utenza), che possono portare, in alcuni casi, a importanti costi di investimento e gestione del servizio (come accade, per esempio, per piccole reti in aree montane o rurali).

Prezzi di fornitura del teleraffrescamento

Il numero di reti di telecalore che offrono il servizio di raffrescamento è ancora relativamente limitato (pari al 9% circa del totale).

Secondo le informazioni in possesso dell'Autorità, il prezzo di erogazione di questo servizio è nella totalità dei casi determinato sulla base della metodologia del costo evitato. La tecnologia di riferimento è generalmente costituita da un sistema di raffrescamento alimentato da energia elettrica (gruppi frigoriferi a compressione di vapore), anche se non mancano casi in cui la tecnologia alternativa presa a riferimento è un gruppo frigorifero ad assorbimento (tipicamente un sistema a fiamma diretta, alimentato a gas naturale).

Nella formula per la determinazione del prezzo con il metodo del costo evitato le variabili più rilevanti sono il rendimento dell'impianto alternativo di riferimento e le ipotesi per la determinazione del prezzo dell'elettricità (o del gas), in relazione alle quali si registrano sensibili differenze tra i diversi operatori, nonostante il riferimento generale alle tariffe pubblicate dall'Autorità.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio

L'Autorità, nell'ambito della Regolazione della qualità tecnica (RQTT⁹), ha imposto agli operatori del settore una serie di obblighi informativi in materia di sicurezza e di continuità della fornitura. Di seguito sono riportati i dati relativi all'ultimo anno disponibile (2023).

Sicurezza del servizio

La tipologia di fluido termovettore utilizzata nel sistema di teleriscaldamento ha implicazioni rilevanti per la realizzazione e la gestione delle reti di distribuzione del calore (e, conseguentemente, anche per sicurezza del servizio).

In Italia, il fluido termovettore più diffuso è rappresentato dall'acqua calda (acqua mantenuta in pressione ad una temperatura non superiore a 110 °C), utilizzato nel 56% circa dei tratti di rete (Fig. 4.11). Il ricorso all'acqua calda, a questi livelli termici, consente di ridurre i costi di gestione e di limitare i rischi in caso di dispersioni.

Risulta rilevante anche l'impiego di acqua surriscaldata (con temperature che, almeno in alcune condizioni operative¹⁰, superano i 110 °C), con una incidenza pari al 43% della lunghezza complessiva delle reti. I sistemi di telecalore che utilizzano questo fluido termovettore sono tipicamente più estesi, in quanto l'acqua surriscaldata consente di trasferire grandi quantità di energia termica su distanze maggiori rispetto all'acqua calda (stante la maggiore densità energetica per unità di massa).

A differenza di altri Paesi, non viene impiegato vapore come fluido termovettore, probabilmente a causa delle complessità operative e dei maggiori rischi per la sicurezza.

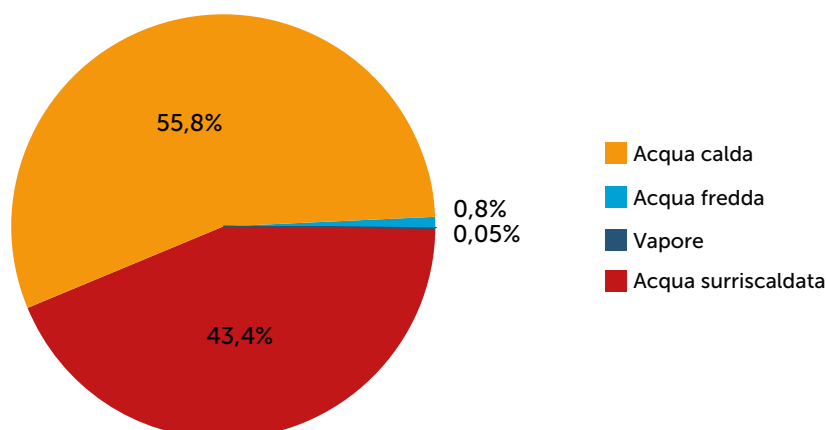
L'acqua fredda (a temperatura inferiore all'ambiente e tipicamente prossima ai 10 °C), infine, viene utilizzata in poco meno dell'1% dei tratti di rete, per l'erogazione del servizio di teleraffrescamento (scarsamente diffuso).

Nell'ambito degli obblighi informativi sulla sicurezza del servizio vengono raccolte anche informazioni sui materiali utilizzati per la realizzazione delle condotte di distribuzione del calore. Come mostra la figura 4.12, il materiale largamente più utilizzato è l'acciaio, che rappresenta circa il 98% dell'estensione totale delle reti.

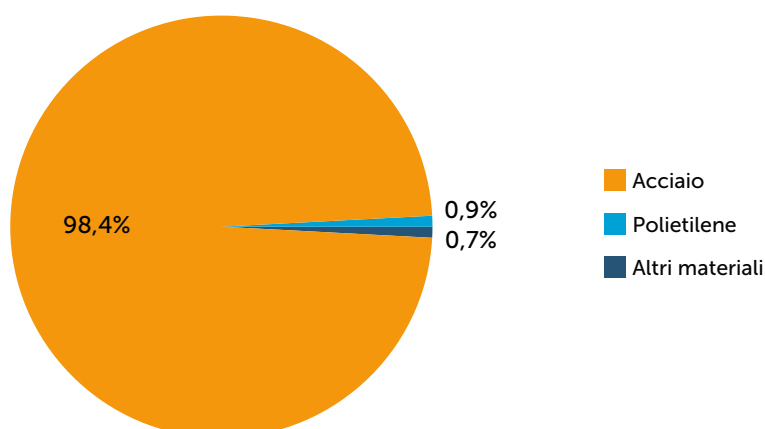
La quota rimanente (1,6% dell'estensione totale) comprende anche altri materiali che hanno iniziato a essere utilizzati solo recentemente, come il polietilene, il cui utilizzo, se pure limitato alle condotte caratterizzate da un minore diametro e temperature di esercizio contenute, consente di ridurre significativamente i costi di posa.

⁹ RQTT è la Regolazione della qualità tecnica dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, allegato A alla delibera 25 luglio 2023, 346/2023/R/tlr.

¹⁰ Le temperature più elevate, nel rispetto dei vincoli tecnici, sono tipicamente raggiunte nel periodo invernale e nei momenti di maggiore domanda da parte delle utenze (nel primo mattino, all'avvio del termostato di riscaldamento ambientale), in quanto consentono di trasportare un maggiore quantitativo di energia a parità di portata di fluido.

FIG. 4.11 Estensione delle reti per tipologia di fluido termovettore nel 2023

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 qualità tecnica.

FIG. 4.12 Estensione delle reti per materiale della tubatura nel 2023

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 qualità tecnica.

La sicurezza delle reti è garantita attraverso la loro integrità, ovvero l'assenza di perdite incontrollate di fluido termovettore, che può causare danni diretti o indiretti a cose o persone. L'Autorità, a partire dal 2021, ha previsto l'obbligo di eseguire analisi del fluido termovettore su tutte le reti di teleriscaldamento, nel rispetto delle prescrizioni della normativa tecnica¹¹, con l'obiettivo primario di preservare nel tempo i componenti di rete (tubature, sistemi di pompaggio, valvole e scambiatori di calore).

È stato inoltre introdotto l'obbligo, per gli esercenti, di ispezionare la rete nella sua interezza ogni 5 anni, in conformità alla normativa tecnica di riferimento, che prevede l'utilizzo di:

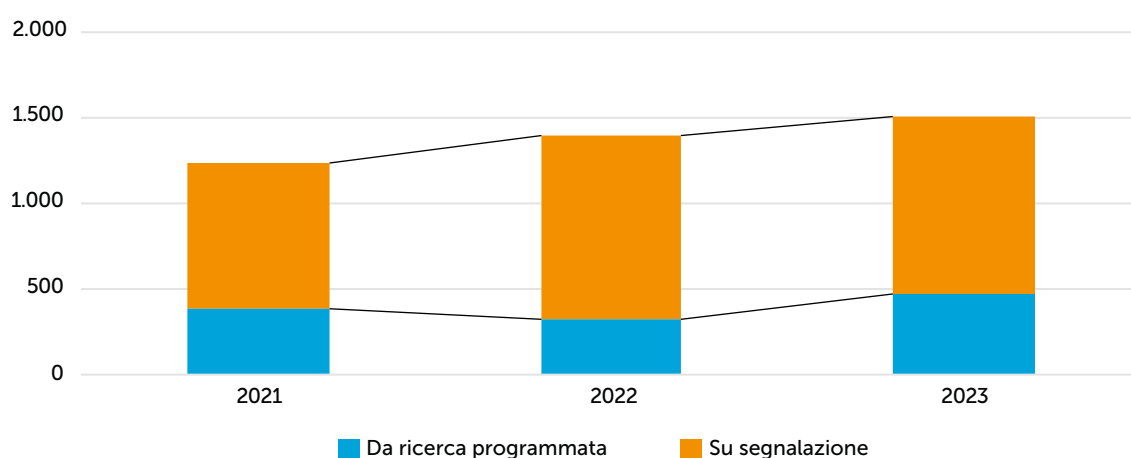
- sistemi di rilevazione delle perdite (ad esempio sistemi a fili conduttori di tipo "Brandes" o "Nordico"), se preinstallati nelle tubature e correttamente mantenuti e monitorati;
- termografie aeree o terrestri;

¹¹ Il riferimento è, in particolare, alla UNI/PdR 93.2:2020 - Linee guida per le caratteristiche e la qualità del fluido termovettore delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

- sezionamenti di parti di rete per l'isolamento idraulico e prove manometriche per verificarne la tenuta;
- controllo visivo di parti di rete non interrate o comunque accessibili (per esempio tramite pozzetti di ispezione);
- controllo visivo di parti di rete non interrate o comunque accessibili (per esempio tramite pozzetti di ispezione).

Le ispezioni degli impianti di distribuzione di energia termica hanno permesso di individuare, nell'anno 2023, circa 470 dispersioni di fluido termovettore su un totale di poco più di 1.500 dispersioni localizzate (anche grazie a segnalazione di terzi e attività diverse dalle ispezioni di rete). Come mostra la figura 4.13 il dato è in leggera crescita, probabilmente per effetto di un incremento dell'attività di monitoraggio.

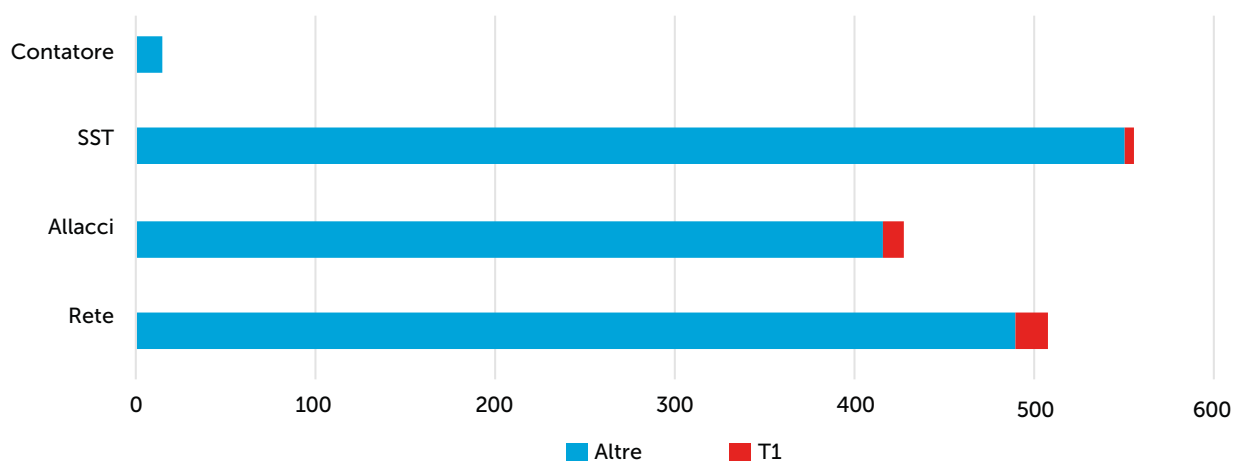
FIG. 4.13 *Evoluzione del numero di dispersioni di fluido localizzate sugli impianti*



Fonte: ARERA, Raccolte dati qualità tecnica.

Se si considerano i singoli elementi di rete (Fig. 4.14), la maggior parte delle dispersioni si è verificata nelle sottostazioni d'utenza (c.d. SST, circa 550), seguite dalle condotte (oltre 500) e dalle derivazioni per l'allacciamento (oltre 400). Le interruzioni di massima pericolosità (denominate "T1", secondo la normativa tecnica) sono state nel complesso limitate e hanno riguardato prevalentemente la rete di distribuzione del calore.

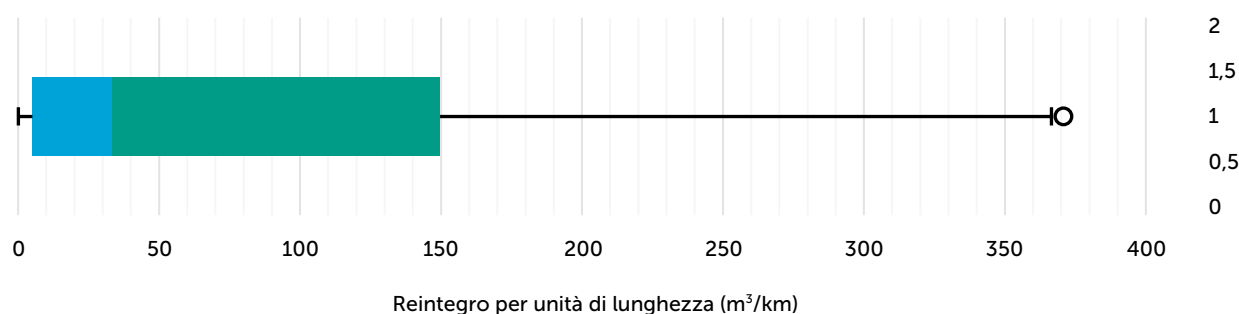
FIG. 4.14 *Numero di dispersioni di fluido localizzate sugli impianti nel 2023*



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 qualità tecnica.

Un ulteriore elemento per la valutazione dello stato delle reti di teleriscaldamento è rappresentato dal monitoraggio, con i dovuti accorgimenti¹², dei quantitativi di reintegro del fluido termovettore. Nella figura 4.15 sono indicati i valori di reintegro per chilometro di estensione della rete, nell'anno 2023. L'elevata eterogeneità dell'indicatore (il 50% delle reti presenta reintegri compresi tra circa 5 m³/km e 150 m³/km, con una mediana di 34 m³/km) può essere spiegata dalla differente età e dimensione delle reti di telecalore.

FIG. 4.15 Boxplot di un indicatore relativo alla quantità di reintegro idrico delle reti nel 2023

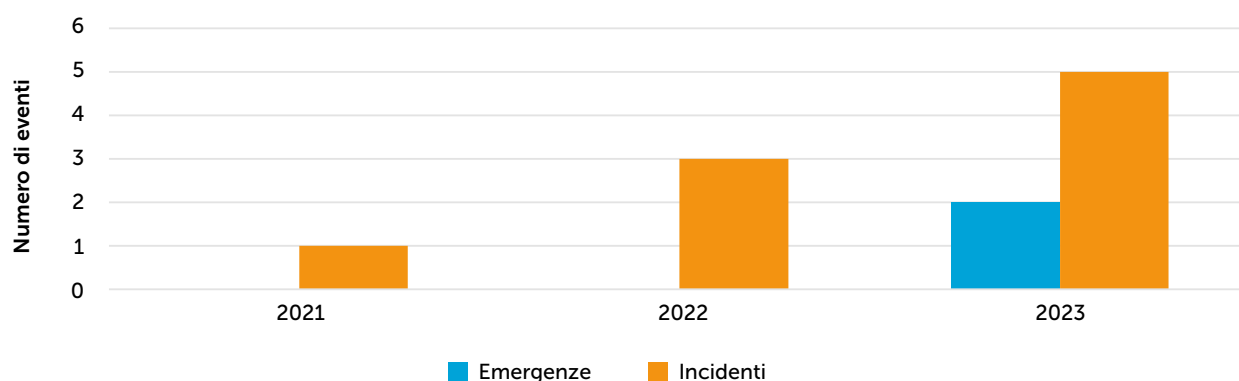


Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 qualità tecnica.

Le reti più datate ed estese sono spesso caratterizzate, in particolare, da microfratture dovute allo stress meccanico subito nel tempo (elevato numero di cicli di riscaldamento-raffreddamento).

La disciplina della qualità tecnica prevede, infine, l'obbligo di segnalare tutti gli eventi che comportano potenziali criticità per la continuità e la sicurezza del servizio (rispettivamente denominati emergenze¹³ e incidenti¹⁴). La finalità principale di tale analisi è di monitorare lo stato del settore e di valutare eventuali di affinamenti alle norme vigenti.

FIG. 4.16 Emergenze e incidenti sui sistemi di telecalore



Fonte: ARERA, Report annuali CTI all'Autorità.

Come evidenzia la figura 4.16, con riferimento all'anno 2023, sia il numero di incidenti sia il numero di emergenze sono stati estremamente limitati, a conferma della generale sicurezza del servizio di telecalore.

¹² Il quantitativo di reintegro dipende non solo dalle perdite di rete ma anche da altri fattori, come il riempimento di nuovi tratti di rete o di condutture sottoposte a manutenzione.

¹³ Definite dall'RQTT come eventi che producano effetti gravi e/o di vaste proporzioni per la sicurezza e/o per la continuità del servizio; inclusa l'interruzione senza preavviso di almeno il 20% degli utenti della rete, per almeno 24 ore.

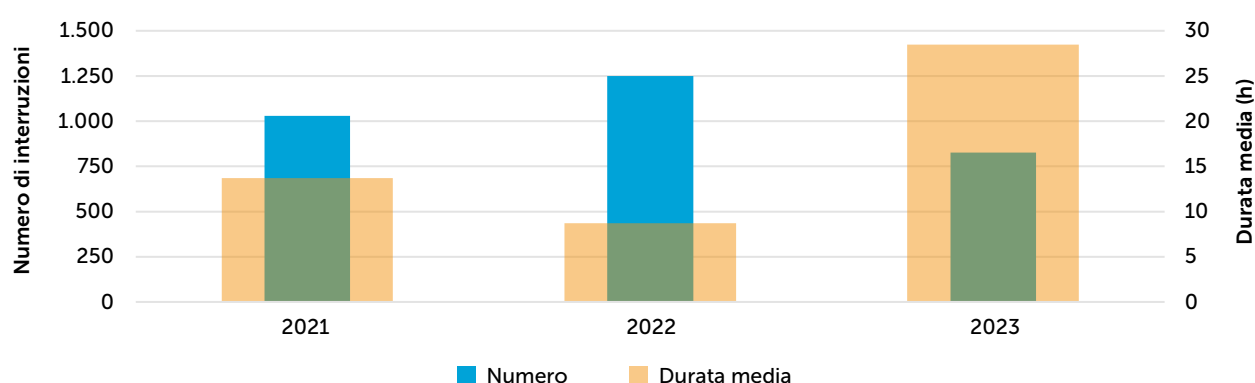
¹⁴ Definiti dall'RQTT come dispersioni di fluido dagli impianti di distribuzione che provochino il decesso o lesioni gravi di persone o danni a cose quantificati in almeno 5.000 euro.

Continuità del servizio

Nel settore del telecalore le interruzioni, in genere, non comportano una immediata percezione di un disservizio da parte dell'utente, a causa della presenza di una notevole inerzia termica degli impianti e delle strutture degli edifici. L'Autorità ha pertanto previsto l'obbligo di registrare esclusivamente le interruzioni "di lunga durata", in grado di determinare un reale disagio per l'utente (corrispondenti a interruzioni superiori a 4 ore nel periodo invernale e a 8 ore nel periodo estivo).

I dati raccolti a partire dall'anno 2021 (Fig. 4.17), relativi agli esercenti di medie e maggiori dimensioni, indicano valori circa costanti del numero di interruzioni "lunghe", con una certa variabilità della durata media¹⁵.

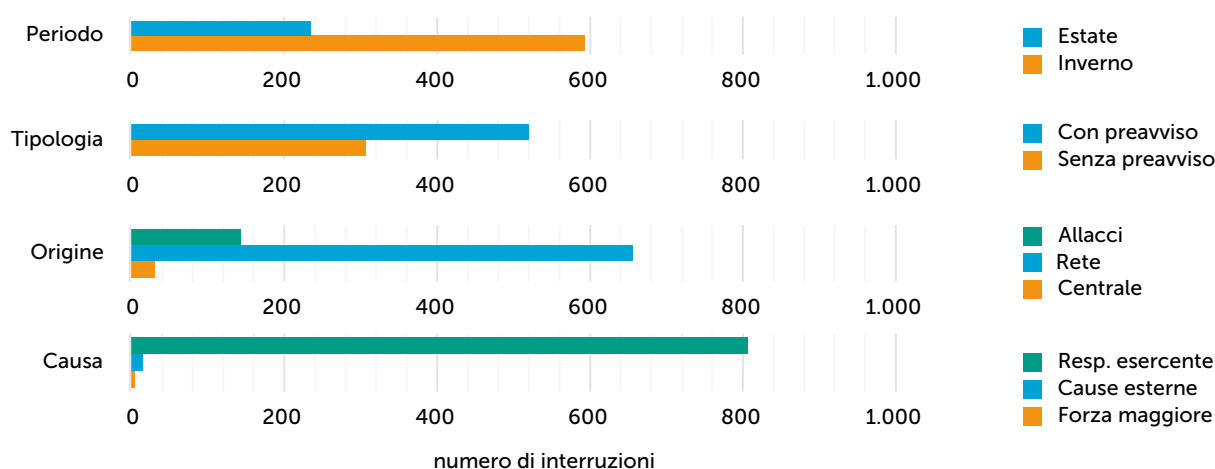
FIG. 4.17 *Dati annuali sulle interruzioni del servizio di lunga durata*



Fonte: ARERA, Raccolte dati qualità tecnica.

Nella figura 4.18 è indicato il dettaglio delle interruzioni che si sono verificate nel corso dell'anno 2023, con separata evidenza della tipologia, del periodo, della causa e del punto di origine dell'interruzione. Particolarmente significativi sono l'elevata incidenza delle interruzioni registrate nel periodo invernale (il periodo più rilevante per il servizio di teleriscaldamento) e delle interruzioni per responsabilità dell'esercente.

FIG. 4.18 *Numero di interruzioni del servizio lunghe sulle reti per tipologia nel 2023*



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 qualità tecnica.

¹⁵ La durata media è pari al rapporto tra la durata e il numero complessivo delle interruzioni.

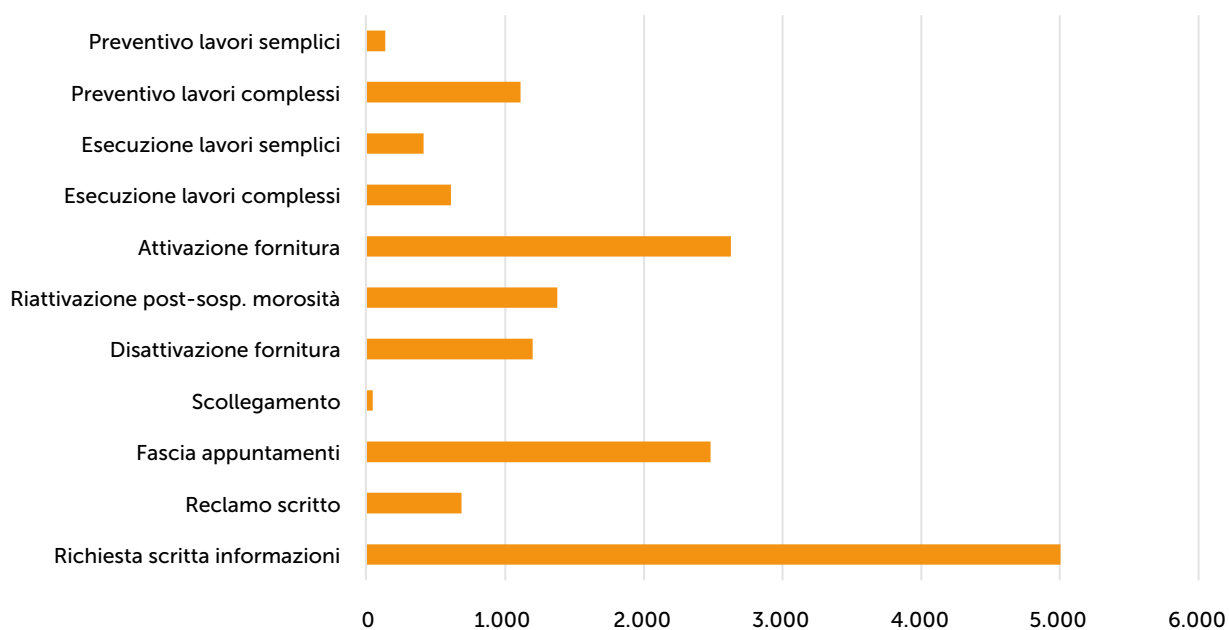
Qualità commerciale del servizio

La disciplina della qualità commerciale prevede specifici obblighi informativi in capo agli esercenti, al fine di monitorare la qualità del servizio e il rispetto degli standard minimi previsti. Nel seguito sono riportati i dati relativi all'anno 2023.

Tipologia delle prestazioni

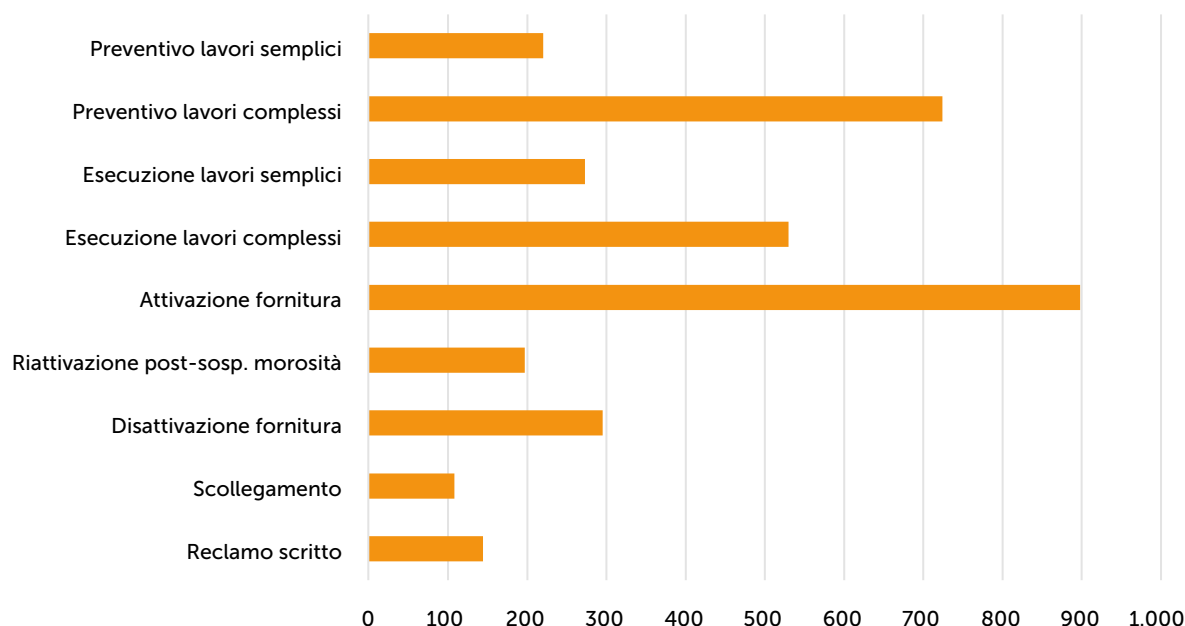
Se si considerano gli esercenti di maggiori dimensioni, tra le prestazioni più richieste (Fig. 4.19) rientrano la richiesta scritta di informazioni (più di 5.000), l'attivazione della fornitura e la richiesta di appuntamento (per l'esecuzione di prestazioni che richiedono la presenza dell'utente). Per contro, sono estremamente contenute le richieste di scollegamento dalla rete (circa 40).

FIG. 4.19 Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2023



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata.

Nel caso degli esercenti di medie dimensioni sono previsti standard di qualità per un set ridotto di prestazioni di qualità commerciale (Fig. 4.20). Tra le prestazioni più frequenti si evidenziano le richieste di attivazione del servizio e di preventivi/esecuzione di lavori complessi. Le richieste di scollegamento, come per gli esercenti di maggiori dimensioni, sono invece estremamente limitate (circa 100).

FIG. 4.20 Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2023

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata.

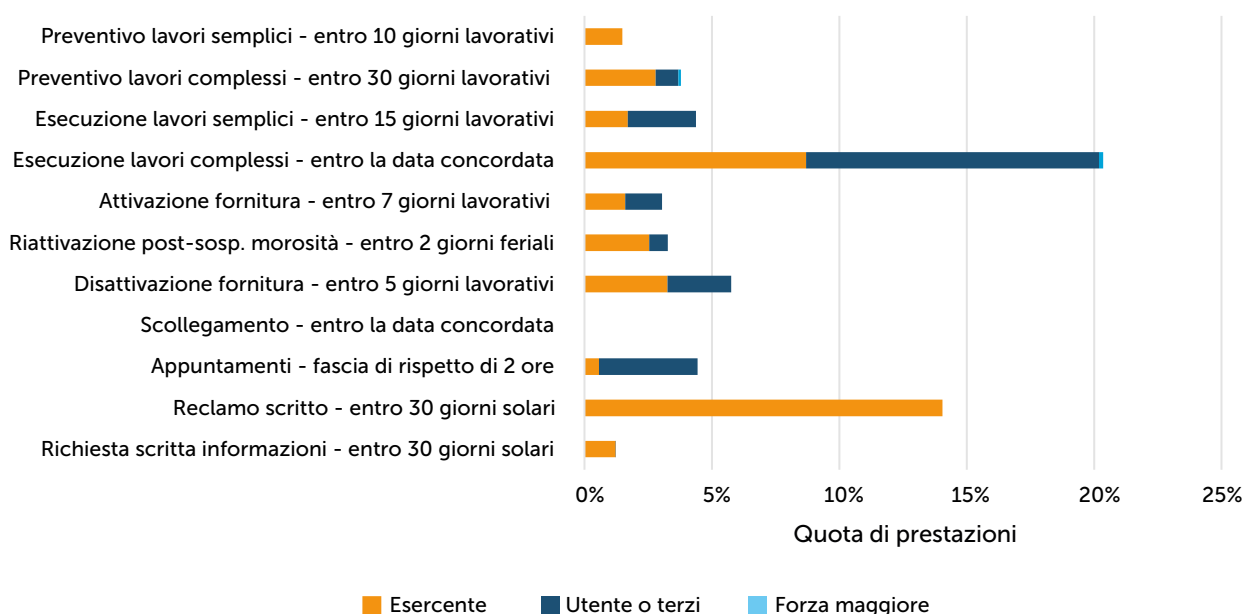
Il numero ridotto delle richieste di scollegamento è motivato dalla presenza di barriere tecnico-economiche per il passaggio a servizi di riscaldamento alternativi. L'utente, in particolare, deve sostenere i costi per l'installazione di un nuovo impianto, mentre i costi sostenuti per l'allacciamento alla rete rappresentano un costo affondato, non recuperabile.

Tempo di esecuzione delle prestazioni

Gli obblighi informativi previsti all'Autorità impongono agli operatori di comunicare annualmente informazioni sul rispetto degli standard previsti e, nel caso di mancato rispetto dei tempi massimi, le relative motivazioni (suddivise tra causa di forza maggiore, di terzi o dell'esercente). L'analisi dei dati ha confermato che gli standard di qualità definiti dall'Autorità sono, in genere, rispettati.

Per gli esercenti di maggiori dimensioni, la percentuale di prestazioni eseguite oltre i tempi previsti per cause imputabili all'esercente (Fig. 4.21) è in genere inferiore al 5%. Tale dato risulta superiore solamente nel caso di esecuzione di lavori complessi e reclami scritti (rispettivamente del 9% e 14% circa delle prestazioni richieste), ma si mantiene comunque su valori relativamente contenuti.

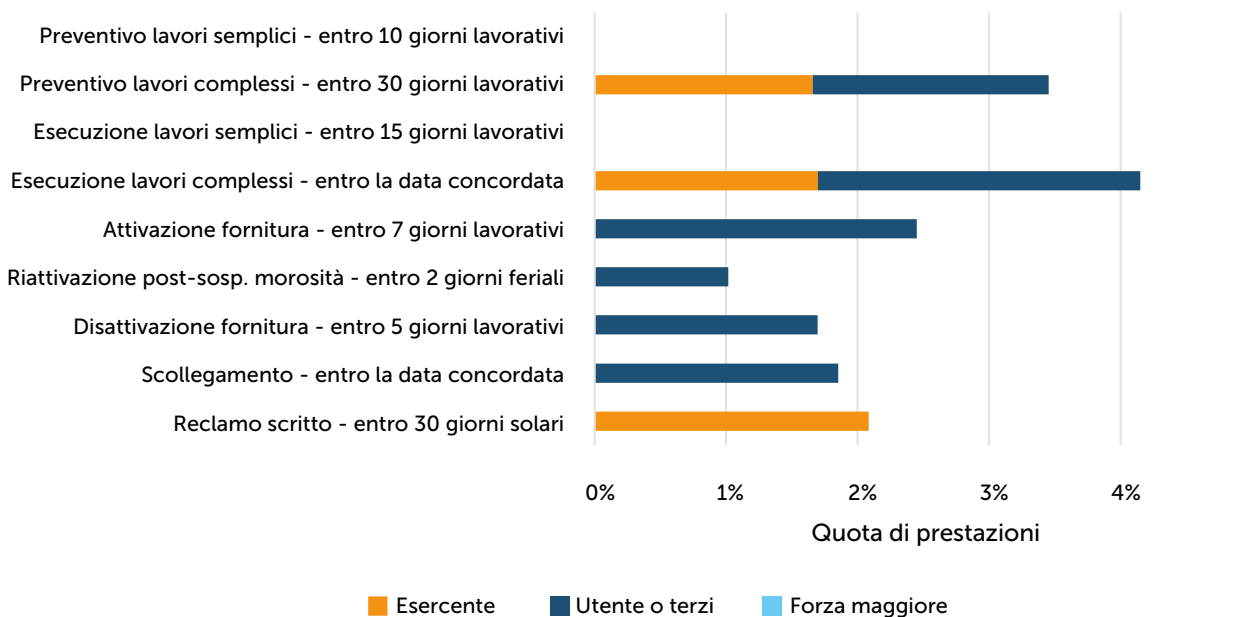
FIG. 4.21 Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2023



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata.

Anche nel caso degli esercenti di medie dimensioni (Fig. 4.22) non emergono particolari criticità. Il mancato rispetto degli standard per cause imputabili all'esercente risulta sempre inferiore a circa il 2% delle prestazioni erogate.

FIG. 4.22 Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2023



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata.

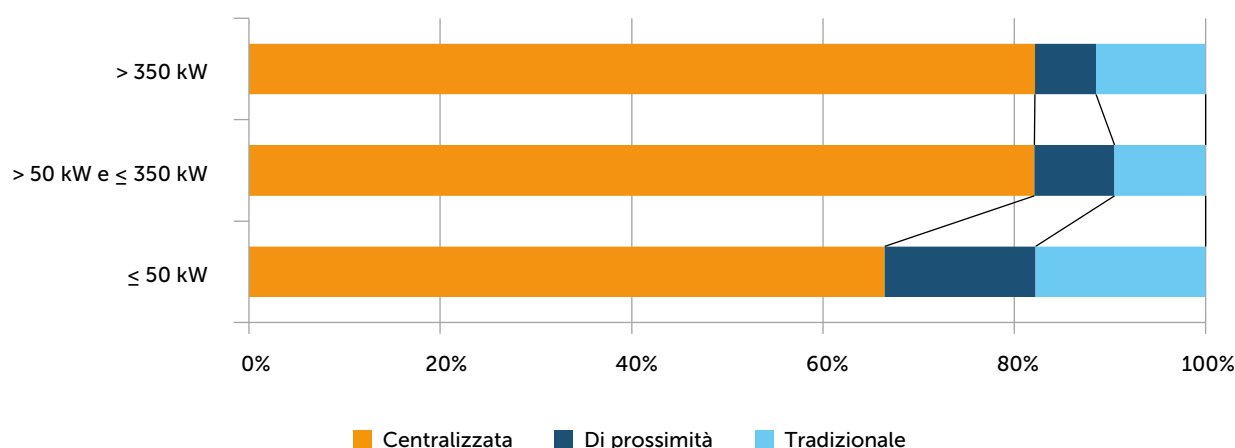
Misura dell'energia termica

Anche per il servizio di misura sono previsti specifici obblighi informativi. Di seguito sono riportate le informazioni sulle caratteristiche del parco misuratori installati presso gli utenti e sulle prestazioni di qualità commerciale eseguite sugli stessi strumenti.

Caratteristiche del parco misuratori

Il settore è caratterizzato da un'ampia diffusione della telelettura. Nell'anno 2023 circa l'85% dei misuratori presentava tale funzionalità, con una netta prevalenza della telelettura centralizzata (71%) rispetto a tecnologie di lettura di prossimità (sistemi c.d. *walk by* o *drive by*, 14%).

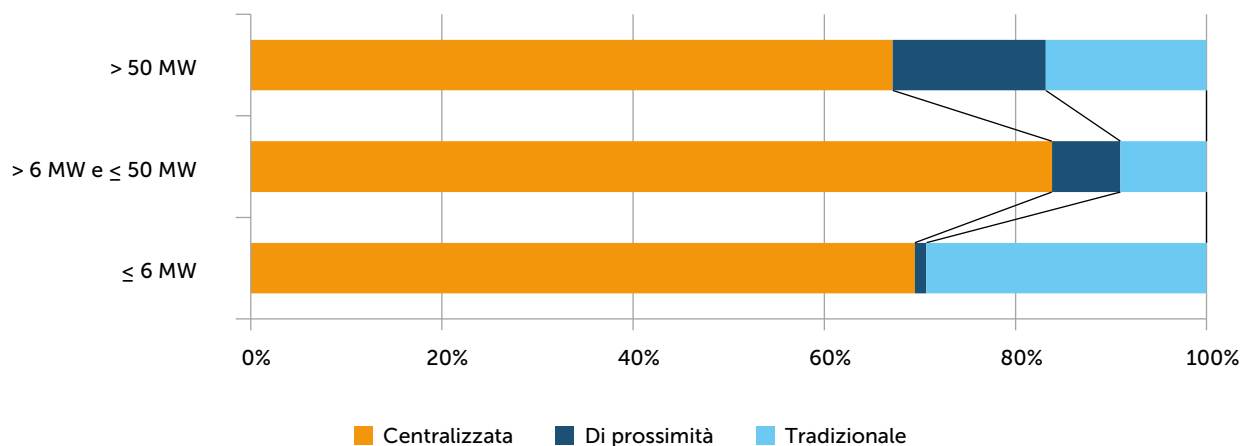
FIG. 4.23 Metodo di lettura dei misuratori del telecalore per tipologia di utente nel 2023



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata.

In genere la telelettura (Fig. 4.23) è meno diffusa tra i contatori di piccola taglia, in quanto il minore livello di consumi rende intrinsecamente meno conveniente il ricorso a tale tecnologia.

Se si considera la classe dimensionale dell'operatore (Fig. 4.24) si nota invece una maggiore diffusione della telelettura di prossimità tra gli operatori di maggiori dimensioni (esercenti con una potenza convenzionale, ai sensi del TUD, superiore a 50 MW), dove rappresenta il 16% del totale dei misuratori installati, mentre è molto meno utilizzata dagli operatori di medie dimensioni (esercenti con P_{conv} compresa tra 6 e 50 MW) e quasi assente tra i micro esercenti ($P_{conv} \leq 6$ MW).

FIG. 4.24 Metodo di lettura dei misuratori del telecalore per tipologia di esercente nel 2023

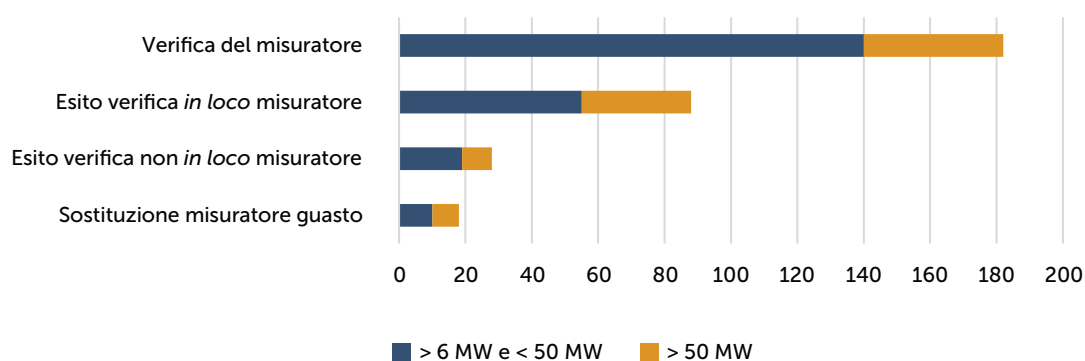
Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata.

Verifica dei misuratori

La figura 4.25 presenta il numero di prestazioni di qualità del servizio relative ai misuratori, suddivise in base alla tipologia di esercente.

Nel 2023 sono stati effettuati circa 180 interventi per la verifica¹⁶ del corretto funzionamento del misuratore. In oltre il 75% dei casi la verifica è stata svolta *in loco*, senza la necessità di rimuovere il contatore di calore dalla sottostazione d'utenza.

Nel 10% dei casi, infine, è stato necessario sostituire il misuratore per il riscontro di anomalie (strumento guasto o malfunzionante).

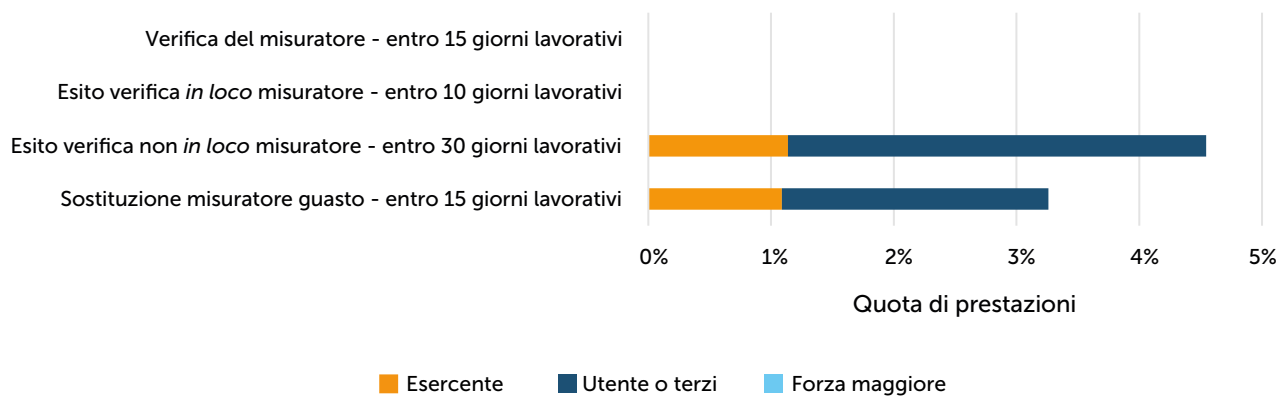
FIG. 4.25 Numero di prestazioni di qualità del servizio relative ai misuratori richieste agli esercenti nel 2023

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata.

¹⁶ Su mandato dell'Autorità, il CTI (Comitato termotecnico italiano energia e ambiente) ha recentemente pubblicato delle indicazioni di riferimento per lo svolgimento di verifiche "funzionali" da parte dell'esercente, diverse e, nell'intento, più rapide rispetto a quelle metrologiche con valore legale che possono essere richieste alla Camera di commercio competente (UNI/PdR 934:2024 - *Linee guida per la verifica funzionale del contatore di energia termica effettuata su richiesta del cliente del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento*).

Gli standard di qualità per interventi sul misuratore, come mostra la figura 4.26, sono in genere rispettati. I casi di mancato rispetto degli standard previsti per cause imputabili all'esercente superano di poco l'1% del totale.

FIG. 4.26 *Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2023*



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2023 integrata.



CAPITOLO

5



**STATO DEI
SERVIZI IDRICI**

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica

L'Autorità, a partire dall'anno 2018, ha introdotto una specifica regolazione in materia di qualità tecnica del Servizio idrico integrato (SII)¹, volta alla promozione di uno stabile miglioramento nella qualità tecnica del servizio erogato alle utenze. Tale specifica regolazione verrà richiamata nel seguito con la sigla abbreviata "RQTI". Secondo l'impianto previsto dall'Autorità, la qualità tecnica viene misurata con l'ausilio di specifici indicatori classificabili in tre categorie principali:

- indicatori ai quali sono associati standard "specifici" di qualità, volti a rilevare in particolare disservizi in termini di continuità del servizio di acquedotto²;
- indicatori ai quali sono associati standard "generali" di qualità, denominati "macro-indicatori"³, che verranno più ampiamente descritti nel seguito;
- requisiti minimi per l'accesso alla regolazione in parola, denominati "prerequisiti", che attengono ai seguenti profili: i) disponibilità e affidabilità dei dati comunicati, in particolare di quelli relativi alla misura; ii) conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita; iii) conformità alla normativa sulla gestione delle acque reflue.

Per ciascun macro-indicatore sono individuate specifiche "classi" che rappresentano le differenti situazioni di criticità in cui si colloca ogni gestore, variando dalla classe A per le gestioni che presentano ottime prestazioni dal punto di vista della regolazione tecnica, fino ad arrivare alla classe E per le gestioni che presentano le maggiori criticità.

Il modello di regolazione prevede inoltre che ciascun macro-indicatore di qualità tecnica sia affiancato da uno o più indicatori cosiddetti "semplici", che svolgono una funzione di supporto nelle valutazioni delle *performance* di qualità conseguite da ciascuna gestione; inoltre, al fine di monitorare e verificare i dati e le informazioni resi disponibili da ciascuna gestione, la regolazione prevede precisi obblighi di registrazione e di rendicontazione di tutte le grandezze necessarie.

I principali strumenti di incentivo a supporto dell'RQTI sono un meccanismo volto all'erogazione di premi o di penali alle gestioni, in funzione del conseguimento o meno degli obiettivi fissati per ciascuno dei macro-indicatori applicabili alle medesime gestioni, un meccanismo reputazionale legato al precedente meccanismo di "premi-penali" e un meccanismo diretto di tutela alle utenze costituito dalla corresponsione di indennizzi automatici agli utenti finali che subiscono un disservizio legato a uno o più indicatori sulla continuità del servizio.

Dalla data di avvio della regolazione della qualità tecnica sono state svolte quattro specifiche rilevazioni dedicate alla raccolta dei principali dati sugli aspetti infrastrutturali e sulla qualità tecnica del servizio idrico integrato. Alla

1 Delibera 917/2017/R/idr recante "Regolazione della qualità tecnica del Servizio Idrico Integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)".

2 I tre indicatori considerano: i) la durata massima della singola sospensione programmata, che non deve essere superiore alle 24 ore (standard specifico S1); ii) il tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile, che non deve eccedere le 48 ore (standard specifico S2); iii) il tempo minimo di preavviso per interventi che comportano la sospensione della fornitura, che non deve essere inferiore alle 48 ore (standard specifico S3).

3 Nello specifico, sono stati introdotti tre macro-indicatori per valutare aspetti attinenti al servizio di acquedotto (macro-indicatori M1, M2 e M3), un macro-indicatore relativo al servizio di fognatura (macro-indicatore M4) e due indicatori associati al servizio di depurazione delle acque reflue (macro-indicatori M5 e M6).

data di stesura del presente Capitolo, si è da poco conclusa la specifica Raccolta dati relativa alla rilevazione dei principali dati sugli aspetti infrastrutturali e sulla qualità tecnica del servizio idrico integrato per l'anno 2024. La precedente edizione si è conclusa in data 30 aprile 2024 e ha avuto a oggetto la raccolta dei dati tecnici consuntivi relativi agli anni 2022 e 2023, come prospettato dalla delibera 6 febbraio 2024, 39/2024/R/idr⁴. Sulla base di tali dati e informazioni, sono quasi giunte al termine le attività istruttorie da parte degli uffici dell'Autorità volte a portare a conclusione il terzo ciclo di applicazione del meccanismo incentivante, che prevede l'attribuzione dei premi e delle penalità a ciascuna gestione sulla base delle *performance* conseguite cumulativamente al termine dell'anno 2023.

Gli esiti preliminari del citato ciclo di applicazione del meccanismo incentivante sono illustrati nel successivo paragrafo "Esiti preliminari dell'applicazione del meccanismo incentivante RQTI per il biennio 2022-2023"⁵.

In continuità con quanto rappresentato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, nei paragrafi che seguono verranno descritti i principali aspetti infrastrutturali separatamente per i servizi di acquedotto, fognatura e depurazione, con specifico riferimento all'anno 2023. Tali dati sono posti a confronto con i dati raccolti nelle fasi di avvio del procedimento che ha condotto alla pubblicazione dell'RQTI, nello specifico con i dati relativi all'anno 2016⁶ (cosiddetto "anno base"). Come già rilevato nella scorsa versione della *Relazione Annuale*, emerge un avanzamento nel processo di miglioramento complessivo per gli indicatori di qualità tecnica individuati dall'Autorità e una lieve ma stabile crescita del numero di gestori per i quali viene svolta periodicamente dagli Enti di governo dell'ambito la ricognizione dei dati infrastrutturali e di qualità, anche con riferimento alle gestioni localizzate nell'area geografica del Sud e delle Isole.

A corredo delle analisi volte a mostrare le *performance* conseguite nel periodo compreso tra l'anno base e il 2023 (pertanto a parità di condizioni regolatorie), per ciascun macro-indicatore sono mostrati i principali dati relativi all'annualità 2023, come risultanti dall'applicazione delle novità apportate all'RQTI con la delibera 637/2023/R/idr⁷ che ha rinnovato e, in linea generale, reso maggiormente sfidanti gli obiettivi di qualità ai fini delle valutazioni quantitative del meccanismo incentivante, a partire dal biennio 2024-2025⁸.

Nei paragrafi successivi è inoltre mostrato un approfondimento specifico sugli interventi pianificati per conseguire gli obiettivi di qualità tecnica definiti per il nuovo periodo regolatorio 2024-2029, individuati sulla base delle criticità rilevate sul territorio, volti a consolidare il percorso di miglioramento che il settore sembra avere intrapreso, e sugli effetti delle politiche nazionali e comunitarie a sostegno della promozione degli investimenti nel servizio idrico integrato.

4 Delibera 39/2024/R/idr recante "Avvio di procedimento per le valutazioni quantitative, relative al biennio 2022-2023, previste dal meccanismo incentivante della qualità tecnica del servizio idrico integrato di cui al titolo 7 dell'allegato A alla delibera dell'Autorità 917/2017/R/idr (RQTI)".

5 Gli esiti del primo ciclo di applicazione del meccanismo incentivante (riferito agli anni 2018 e 2019) sono pubblicati nella delibera 26 aprile 2022, 183/2022/R/idr, e sono illustrati nel Volume 1 della *Relazione Annuale* 2022, mentre gli esiti del secondo ciclo di applicazione del meccanismo incentivante (riferito agli anni 2020 e 2021) sono pubblicati nella delibera 17 ottobre 2023, 477/2023/R/idr, e sono illustrati nel Volume 1 della *Relazione Annuale* 2024.

6 Solo per alcune residuali gestioni, l'anno base è stato posto al 2017.

7 Delibera 637/2023/R/idr recante "Aggiornamento della disciplina in materia di regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI), nonché modifiche all'allegato A alla delibera dell'Autorità 586/2012/R/idr e all'allegato A alla delibera dell'Autorità 655/2015/R/idr (RQSII)".

8 Il campione oggetto di rilevazione è il medesimo descritto, negli stessi paragrafi, con riferimento alla valutazione delle *performance* per il biennio 2022-2023, ma la copertura in termini di popolazione risulta di dimensione maggiore, dal momento che talune gestioni hanno aggiornato il dato della popolazione nelle maschere relative alla delibera 637/2023/R/idr in ragione di ampliamenti del perimetro in corso.

Servizio di acquedotto

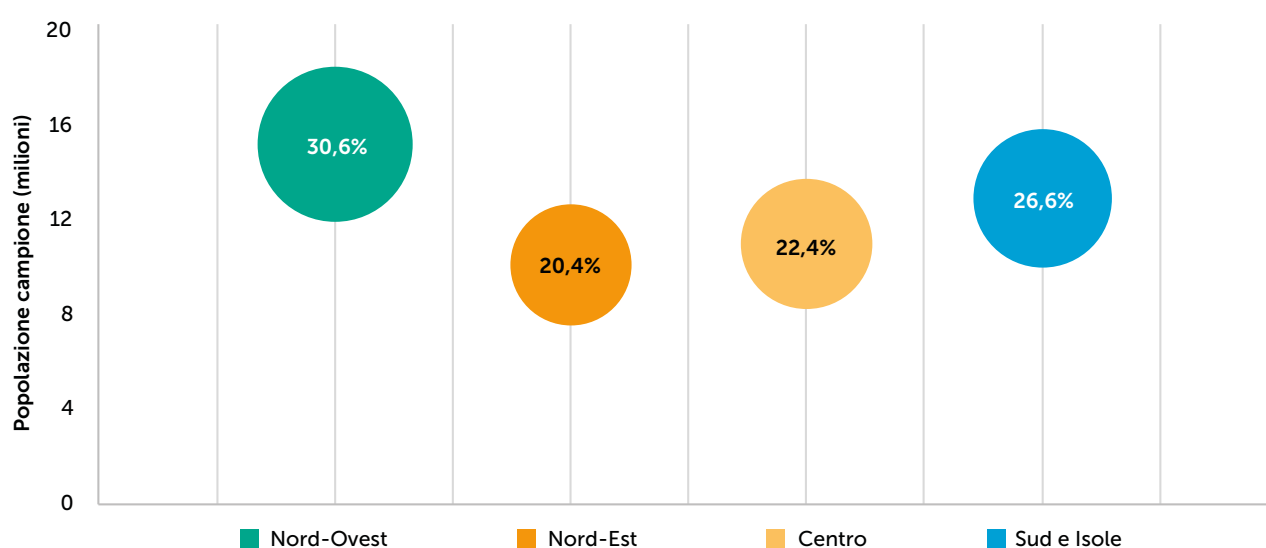
Secondo il modello di regolazione della qualità tecnica introdotto dall'Autorità, il servizio di acquedotto viene valutato prendendo come riferimento i seguenti macro-indicatori:

- il macro-indicatore M1 – Perdite idriche, introdotto con lo scopo di perseguire il principio euro-unitario di *water conservation*;
- il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio, cui è associato l'obiettivo di mantenimento della continuità nell'erogazione del servizio all'utenza;
- il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata, volto a garantire la tutela delle utenze dal punto di vista delle caratteristiche qualitative della risorsa idropotabile.

I requisiti minimi per l'accesso al meccanismo incentivante dell'RQTI dei citati macro-indicatori attengono a profili di disponibilità e affidabilità dei dati e di conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita agli utenti.

Nel seguito saranno mostrate le principali evidenze emerse dall'analisi dei dati relativi agli indicatori sopra menzionati, considerando un campione composto da 162 gestioni, cui si aggiungono 9 grossisti, che servono circa 49,6 milioni di abitanti, con una copertura pari all'85,7% della popolazione residente italiana⁹ e una distribuzione tra le diverse aree geografiche come illustrato nella figura 5.1: il 30,6% della popolazione rappresentata è servito da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 20,4% e il 22,4% sono rappresentati da gestioni operanti rispettivamente nelle regioni del Nord-Est e nel Centro e il 26,6% nell'area Sud e Isole. Tale distribuzione risulta molto simile a quella descritta nella precedente *Relazione Annuale*. Si precisa che, nelle analisi riferite ai singoli macro-indicatori, il campione non include i gestori che svolgono il solo servizio di captazione, trattamento e/o adduzione (c.d. gestori grossisti), in analogia con l'impostazione adottata nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

FIG. 5.1 Distribuzione della popolazione del campione per area geografica per i macro-indicatori sul servizio di acquedotto



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

⁹ Rispetto alla precedente *Relazione Annuale* il campione è incrementato di 4 gestioni di dimensioni tali da non modificare la copertura complessiva del campione in termini di popolazione.

Perdite idriche

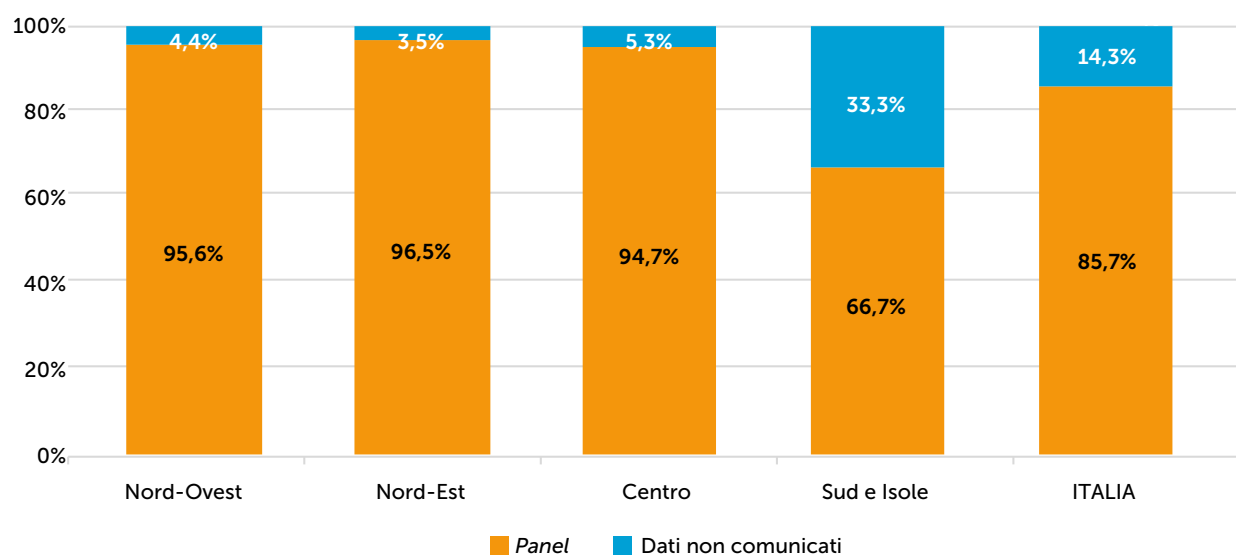
La disciplina sulla regolazione della qualità tecnica prevede che le perdite idriche vengano misurate sulla base di due indicatori "semplici" che compongono il citato macro-indicatore M1, così definiti:

- M1a – Perdite idriche lineari, ottenuto dal rapporto tra il volume medio giornaliero delle perdite idriche totali e la lunghezza complessiva della rete di acquedotto nell'anno considerato;
- M1b – Perdite idriche percentuali, definito come il rapporto tra il volume delle perdite idriche totali e il volume complessivo in ingresso nel sistema di acquedotto.

I valori assunti dai citati indicatori determinano il livello di perdita idrica attribuibile al territorio gestito (anche in termini di classi di appartenenza) e, al contempo, permettono di individuare l'obiettivo di contenimento delle perdite per le gestioni che si collocano in classi diverse dalla A (oppure l'obiettivo di mantenimento di bassi tenori di perdite, per le gestioni che garantiscono già tale condizione).

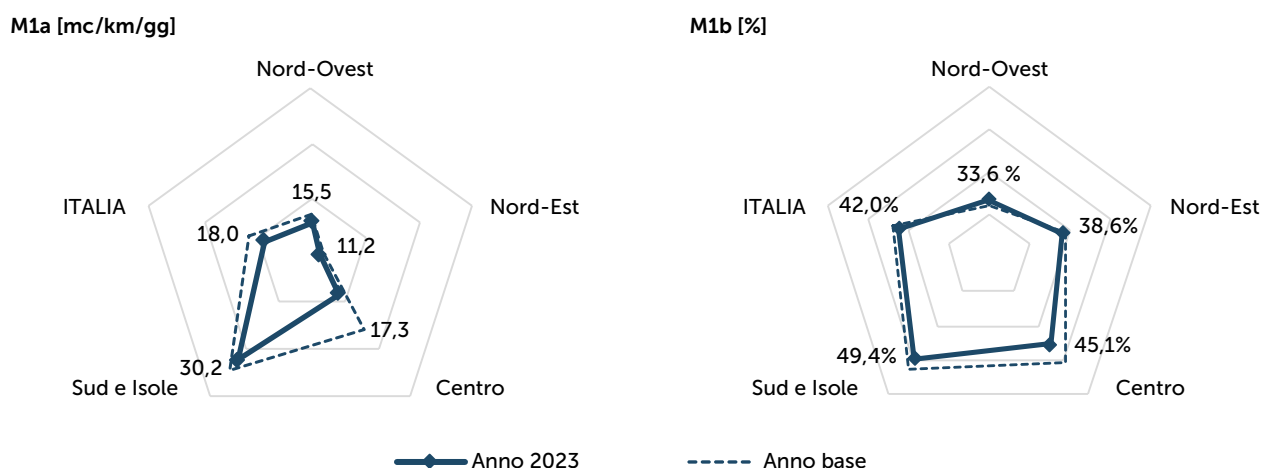
Il campione analizzato (Fig. 5.2), in analogia con quanto già osservato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori che si attesta intorno al 96% della popolazione ivi residente), mentre raggiunge il 66% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole, in costante aumento rispetto ai dati disponibili per le precedenti ricognizioni. Le Regioni con il minor grado di ottemperanza alla Raccolta dati in argomento sono rappresentate dalla Calabria, dalla Sicilia, dalla Campania e dalla Valle d'Aosta.

FIG. 5.2 Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica-monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

A livello nazionale, per il campione analizzato, le perdite idriche lineari sono risultate mediamente pari a 18,0 m³/(km*gg) e le perdite percentuali mediamente pari al 42,0%, mostrando valori allineati a quanto rappresentato nella precedente *Relazione Annuale* (Fig. 5.3) e comunque in miglioramento rispetto ai dati dell'anno base (linea tratteggiata in Fig. 5.3).

FIG. 5.3 Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali per area geografica

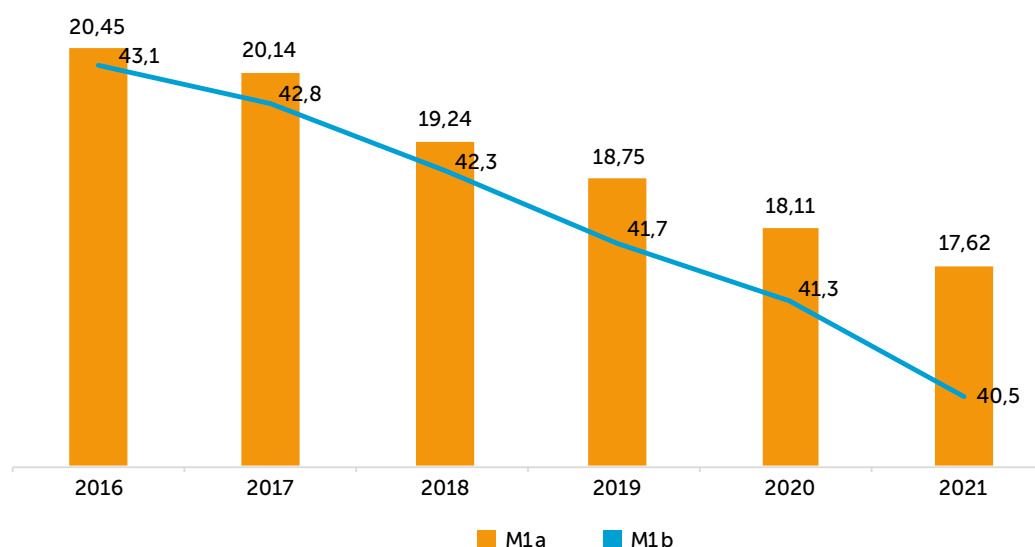
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

In merito ai valori medi registrati dai due indicatori semplici nelle differenti aree geografiche del Paese, si osserva tuttora il fenomeno del *Water Service Divide*, già segnalato nelle precedenti rilevazioni, con dati che mostrano un peggioramento via via crescente passando dalle aree localizzate al Centro-Nord del Paese a quelle situate nel Centro-Sud e nelle isole.

Il miglioramento degli assetti istituzionali e gestionali registrati nelle regioni che presentavano le problematiche più rilevanti negli anni di prima applicazione della regolazione della qualità tecnica, ha comportato una sempre maggiore adesione di gestori ed Enti di governo dell'ambito alle specifiche rilevazioni svolte dall'Autorità in materia. Ne consegue che i pur non trascurabili miglioramenti evidenziati fino a oggi nelle *Relazioni Annuali*, nello specifico per il macro-indicatore M1 ma anche per gli altri macro-indicatori di qualità, sottostimano i risultati reali per effetto dell'ingresso nel campione di gestioni meno avanzate, come rilevato in uno studio "isoperimetro" delle *performance* conseguite per il macro-indicatore M1 nel periodo compreso tra il 2016 e il 2021, ovvero prendendo in considerazione un campione *ad hoc* che includesse solo le gestioni per le quali i dati sono presenti nei dataset dell'Autorità per tutte le citate annualità¹⁰.

Nel periodo 2016-2021 la riduzione delle perdite di rete è stata globalmente pari a circa il 14% per l'indicatore M1a e a circa il 6% per l'indicatore M1b, con miglioramenti meno accentuati nel Nord-Est, dove però si partiva dalle condizioni migliori, e più rilevanti al Centro, i cui dati di partenza erano sub-ottimali. Si evidenzia anche un miglioramento meno accentuato dell'area Sud e Isole, nonostante la situazione di partenza peggiore, condizionato probabilmente anche dalla lentezza dei processi di consolidamento degli assetti istituzionali e gestionali. Il dato complessivo di riduzione delle perdite considerando l'isoperimetro è dunque migliorativo rispetto a quello rilevato considerando tutte le gestioni rispondenti e mostrato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, risultato pari a -12% per l'indicatore M1a – Perdite idriche lineari e -4,4% dell'indicatore M1b – Perdite idriche percentuali. Nella seguente figura 5.4 si nota l'effetto di accelerazione dei miglioramenti negli ultimi anni considerati.

¹⁰ Dal campione sono state escluse le gestioni che hanno modificato in maniera significativa il proprio perimetro, mentre sono state considerate le gestioni che, nel tempo, hanno incluso porzioni di territorio meno rilevanti rispetto al territorio originariamente servito. Si evidenzia, dunque, che anche l'isoperimetro considerato è, in realtà, un'approssimazione, che tuttavia restituisce il dato migliorativo per difetto, dal momento che i territori precedentemente serviti dal gestore d'ambito hanno generalmente situazioni impiantistiche più avanzate di quelli annessi successivamente.

FIG. 5.4 Linea di tendenza dei valori assunti dal macro-indicatore M1 nel tempo

Fonte: ARERA, elaborazione su dati interni.

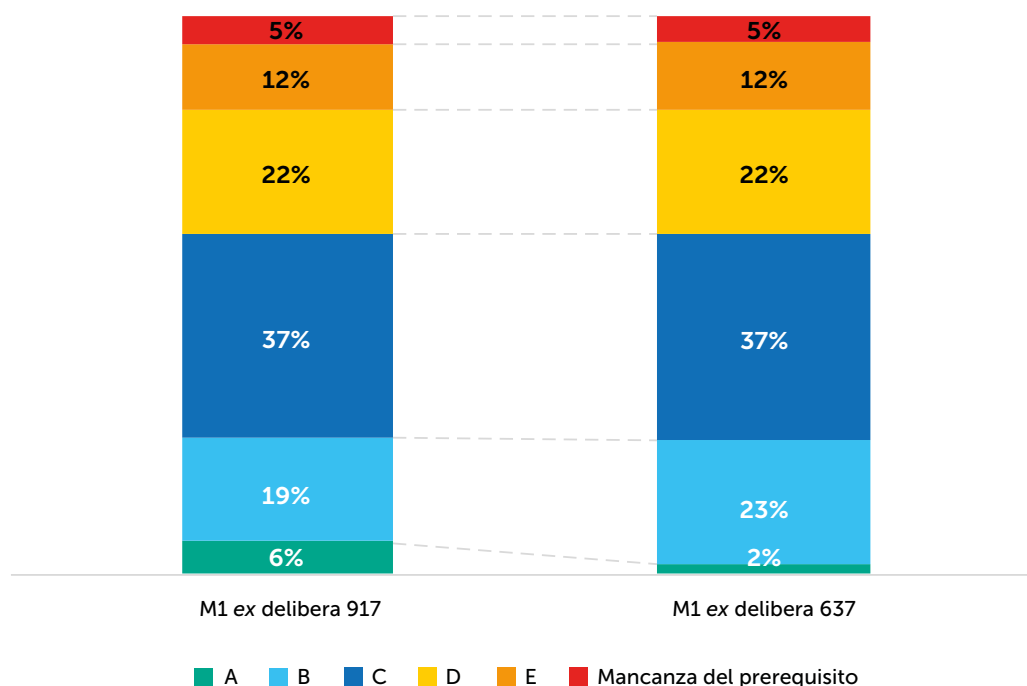
Più in generale, si rileva la minore significatività dei miglioramenti dell'indicatore M1b – Perdite idriche percentuali, rispetto al corrispondente indicatore lineare M1a, dal momento che, essendo espresso in percentuale rispetto ai volumi immessi in acquedotto, a loro volta funzione della richiesta espressa dai consumi idrici, il medesimo risparmio in termini di metri cubi idrici dispersi nell'ambiente risulta influire in maniera più ridotta in presenza di un'auspicata, parallela riduzione di consumi (anche in considerazione del fatto che il nostro Paese evidenzia uno dei consumi idrici *pro capite* più alti d'Europa). L'indicatore M1a, viceversa, essendo proporzionato alle lunghezze di rete che, in un Paese come il nostro, risultano ormai abbastanza stabili, esprime una variazione più direttamente legata ai risparmi della risorsa derivanti dalla riduzione delle perdite. Si ritiene, pertanto, di maggiore rilievo la rappresentazione del miglioramento di quasi il 14% espressa dall'indicatore M1a, nel periodo in considerazione, per quantificare gli sforzi profusi nella riduzione delle perdite idriche.

Come precedentemente anticipato, con la delibera 637/2023/R/idr sono state apportate modifiche e aggiornamenti al modello di regolazione della qualità tecnica. Nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M1¹¹ (Fig. 5.5). Si rammenta che, per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una modifica alla sola soglia di accesso alla classe A per quanto riguarda l'indicatore M1b – Perdite idriche percentuali, abbassando tale valore dal precedente 25% all'attuale 20%. A fronte di tali nuove previsioni, si nota – come atteso – un leggero travaso di gestioni dalla classe A alla classe B, che da un 18,6% della popolazione passa ad un 22,5%. La distribuzione nelle altre classi, invece, non subisce evidenti modifiche nel passaggio dalla regolazione ex delibera 917/2017/R/idr alla regolazione ex delibera 637/2023/R/idr. Le minime differenze che si manifestano sono riconducibili a quelle realtà in cui sono in corso processi di aggregazione gestionale, tali per cui si è reso necessario il caricamento di dati e informazioni con perimetri differenti a parità dell'annualità considerata.

¹¹ Come previsto dal comma 6.3 dell'RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M1a inferiore a 12 m³/km/gg e M1b inferiore a 20%, mentre nelle restanti classi vale la *performance* dell'indicatore peggiore, tenendo conto che:

- per l'indicatore M1a: la classe B è identificata da valori compresi tra 12 e 20 m³/km/gg, la classe C è compresa tra 20 e 35 m³/km/gg, la classe D si colloca tra 35 e 55 m³/km/gg, e la classe E identifica le gestioni con indicatore maggiore o uguale a 55 m³/km/gg;
- per l'indicatore M1b: la classe B è identificata da valori compresi tra 20% e 35%; la classe C tra 35% e 45%, la classe D si colloca tra 45% e 55%, e la classe E identifica le gestioni con indicatore maggiore o uguale a 55%.

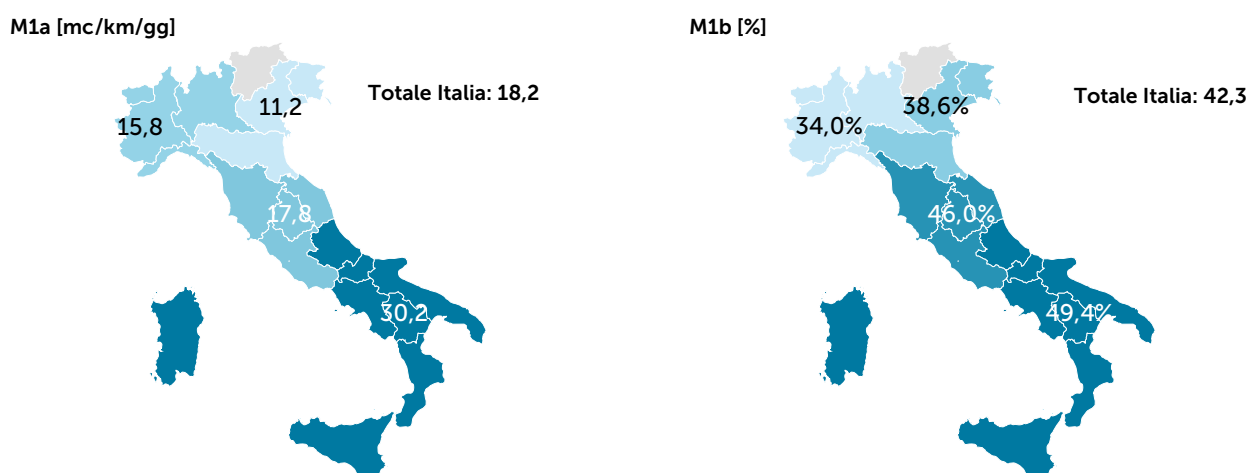
FIG. 5.5 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche ai sensi della delibera 917/2017/R/idr e della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

La seguente figura 5.6 mostra i valori medi nazionali di M1a e M1b determinati per il campione considerato ai sensi della delibera 637/2023/R/idr, che risultano rispettivamente pari a 18,2 m³/km/gg e 42,3%, mostrando una lieve differenza rispetto ai dati medi rappresentati nella figura 5.3, dovuta alla circostanza che il dato evidenziato nella figura precedente risente del perimetro territoriale delle gestioni confrontabile con i dati 2021, mentre nei successivi 2 anni alcune gestioni hanno ampliato il proprio territorio, prendendo in carico aree geografiche spesso più arretrate dal punto di vista della gestione del servizio idrico. Si rinvencono forti differenze a livello territoriale: i gestori in buone condizioni di partenza (appartenenza alle classi A o B) sono maggiormente concentrati nel Nord del Paese, mentre le situazioni critiche (classi D o E) sono prevalenti nel Centro e nel Sud e Isole.

FIG. 5.6 Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

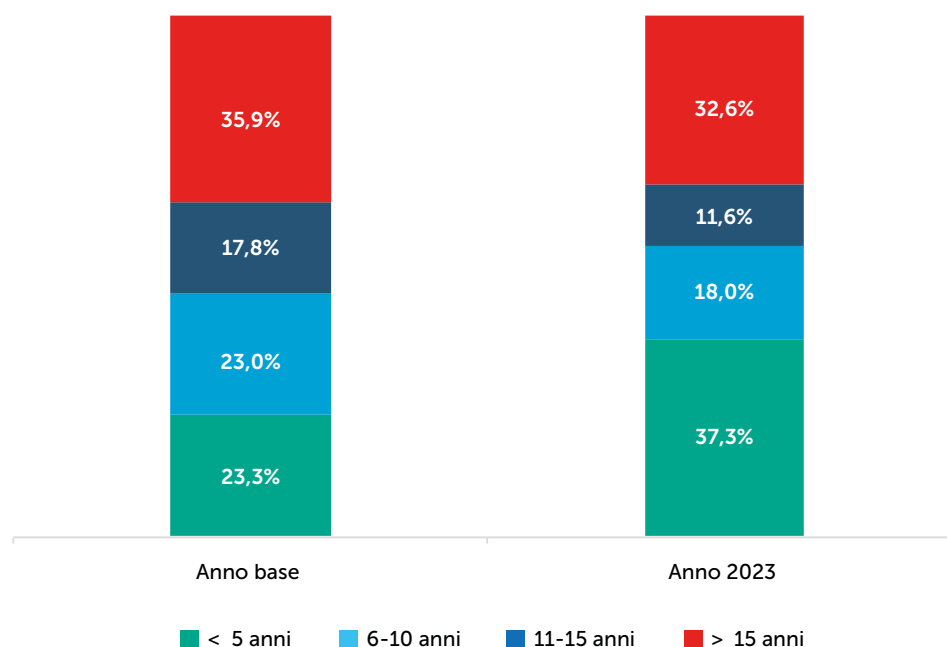
Misura di processo e di utenza

La regolazione della qualità tecnica prevede che l'attendibilità e l'affidabilità dei dati impiegati per la determinazione del macro-indicatore M1 – Perdite idriche siano verificate, per ciascuna gestione, mediante l'adozione di uno specifico prerequisito. In particolare, determinati i principali volumi circolanti nelle reti, negli impianti e consegnati alle utenze – da utilizzarsi per la definizione del bilancio idrico della gestione – occorre individuare il livello di misurazione dei medesimi e porre a confronto le *performance* sulla misura con le soglie stabilite dalla regolazione¹². Nel caso di mancato raggiungimento di tali soglie, il prerequisito sui dati di misura non risulta soddisfatto e il macro-indicatore M1 è considerato temporaneamente escluso del meccanismo di premi e penalità introdotto dalla RQTI, previa motivata istanza avanzata dall'Ente di governo d'ambito.

Con riferimento all'anno 2023, si sono registrati elevati tassi di misurazione dei volumi, con riferimento sia alla misura di processo che alla misura di utenza, essendo stati conseguiti livelli medi nazionali pari rispettivamente a 91,9% e 95,6%, in costante lieve incremento rispetto alla precedente rilevazione. Le gestioni che non hanno raggiunto una o entrambe le soglie minime previste per il citato prerequisito sui dati di misura sono state complessivamente 21.

Coerentemente con le ultime rilevazioni svolte, l'età media del parco misuratori d'utenza risulta in diminuzione, tenuto conto dei numerosi investimenti posti in essere in tale ambito. Nella successiva figura 5.7, è mostrata la ripartizione dei misuratori d'utenza per classi di età, con riferimento all'anno base e all'anno di più recente rilevazione: dall'analisi dei dati si nota un incremento del numero di misuratori con età fino a 5 anni (che da circa il 23% è aumentata a circa al 37%) e una contestuale contrazione della classe costituita da misuratori più vecchi di 15 anni.

FIG. 5.7 *Suddivisione del numero di misuratori d'utenza per classi d'età*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

¹² Tale prerequisito prevede che almeno il 70% dei volumi di processo totali sia oggetto di misurazione e che almeno il 90% dei volumi di utenza totali derivi dalla lettura di un misuratore installato presso l'utenza. Si rammenta che, come definito nell'allegato A alla delibera 218/2016/R/idr, recante "Regolazione del servizio di misura nell'ambito del Servizio idrico integrato a livello nazionale" (TIMSII), i volumi di processo sono costituiti dai principali volumi circolanti nelle reti e negli impianti, includendo i volumi scambiati con altri gestori, mentre i volumi di utenza si riferiscono ai volumi consegnati alle utenze finali.

In tema di misura, è vigente dall'anno 2016 una regolazione specifica¹³, nell'ambito della quale, tra l'altro, sono stati introdotti i seguenti indicatori prestazionali, da utilizzarsi per la valutazione di affidabilità dei valori di M1:

- $G1.1_{ut}$ definito come il rapporto tra i volumi consumati dagli utenti finali per i quali esiste un numero di letture validate pari a 2 per gli utenti finali con consumi medi annui fino a 3.000 mc, ovvero pari a 3 per gli utenti finali con consumi medi annui superiori a 3.000 mc, e il volume complessivamente consumato dalle utenze;
- $G1.1_{proc}$ rappresentato dal rapporto tra i volumi di processo rilevanti per il calcolo di M1 per i quali sono disponibili almeno 12 misure validate e i volumi di processo totali.

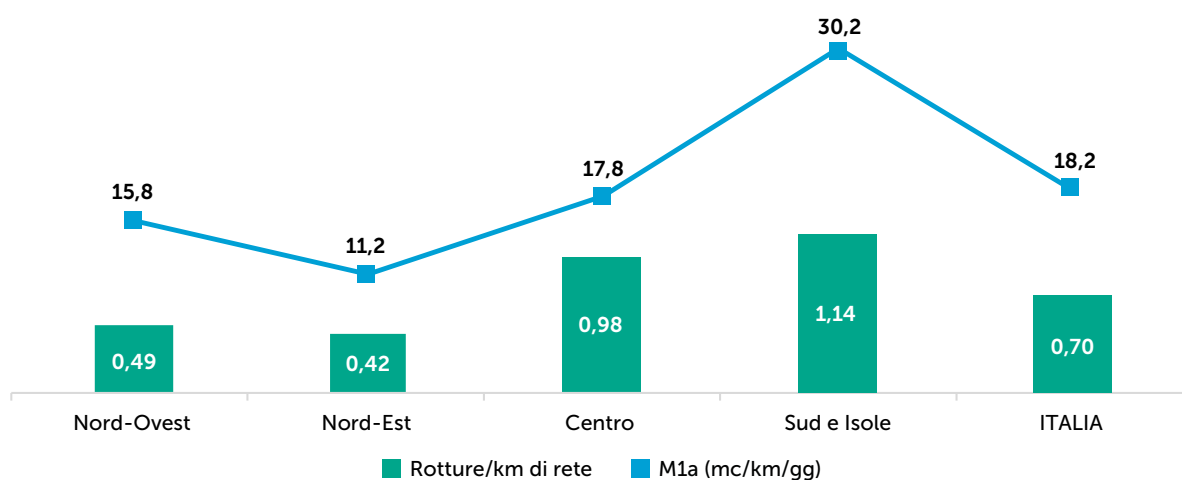
In aggiunta, sono stati inseriti i seguenti indicatori di diffusione delle tecnologie più innovative, da utilizzarsi a fini di monitoraggio:

- $G1.2_{ut}$ definito come il rapporto tra i volumi consumati dagli utenti finali per i quali la misura è stata rilevata con modalità di telelettura da remoto (cosiddetta *smart*) e il volume complessivamente consumato dalle utenze;
- $G1.2_{proc}$ rappresentato dal rapporto tra i volumi di processo rilevanti per il calcolo di M1 per i quali la misura è stata rilevata con modalità di telelettura da remoto (cosiddetta *smart*) e i volumi di processo totali.

I dati raccolti in relazione ai citati indicatori confermano quanto rappresentato nella precedente *Relazione Annuale*, mostrando un valore medio pari al 75,9% per l'indicatore $G1.1_{ut}$ e un livello medio pari al 77,3% per l'indicatore $G1.1_{proc}$. Per quanto riguarda il tasso di diffusione delle tecnologie più innovative, si rileva un gap evidente tra l'applicazione di tali tecnologie ai fini della quantificazione dei volumi di utenza ($G1.2_{ut} = 6,7\%$) – sebbene in lieve incremento rispetto alla precedente rilevazione – e l'utilizzo delle medesime per la determinazione dei volumi di processo ($G1.2_{proc} = 47,8\%$), dal momento che, storicamente, i dispositivi di telelettura sono stati più ampiamente utilizzati nei punti nodali delle infrastrutture idriche per i benefici che tali tecnologie apportano alla gestione delle medesime infrastrutture, nonché per la numerosità di punti da monitorare, che generalmente risulta inferiore a quella dei punti di misura associati agli utenti finali; questi ultimi, peraltro, sono spesso collocati in posizioni in cui il segnale trasmissivo tende a essere carente.

A livello nazionale, è stato registrato un numero medio di rotture pari a 0,70/km di rete; si evidenzia una correlazione positiva tra i valori medi rilevati per l'indicatore M1a e il numero di rotture per lunghezza di rete (Fig. 5.8).

FIG. 5.8 Numero di rotture per km di rete, confronto con M1a – Perdite idriche lineari per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

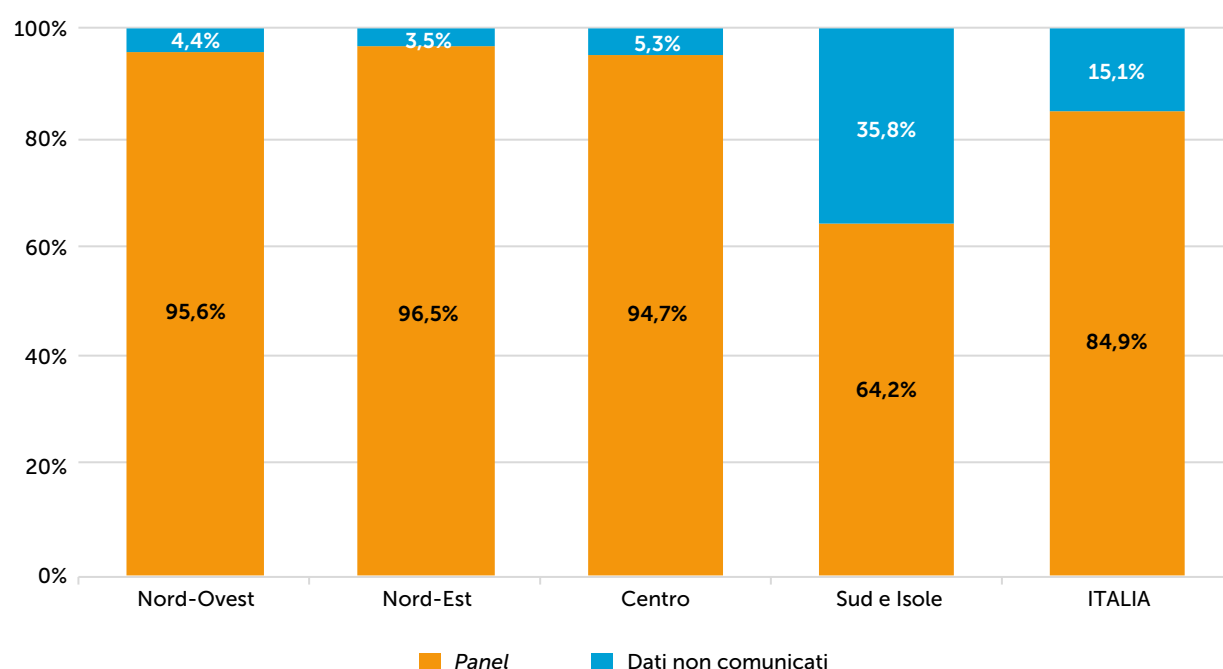
¹³ Introdotta con la delibera 218/2016/R/idr, recante "Regolazione del servizio di misura nell'ambito del Servizio idrico integrato a livello nazionale (TIMSII)" e successivamente aggiornata con la delibera 609/2021/R/idr.

Continuità del servizio

Il modello di regolazione della qualità tecnica ha previsto l'adozione del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio, con lo scopo di promuovere un adeguato servizio all'utenza dal punto di vista della continuità nell'erogazione della risorsa idrica. Esso è definito come sommatoria dei prodotti della durata di ciascuna interruzione¹⁴ programmata e non programmata (di durata superiore all'ora) occorsa nell'anno e il numero di utenti finali interessati dalla medesima interruzione, rapportata al numero totale di utenti finali¹⁵ serviti dal gestore.

Con riferimento al citato macro-indicatore, il *panel* di riferimento per le analisi mostrate nel seguito (relative all'anno 2023)¹⁶ è composto da 160 gestioni, che servono nel complesso circa l'85% della popolazione residente italiana (49,1 milioni di abitanti). Considerando la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.9), l'area meno rappresentata risulta, come già evidenziato per il macro-indicatore M1, quella meridionale e insulare (64,2%), sebbene in graduale avvicinamento alla copertura media registrata per le altre aree del Paese (superiore al 95%).

FIG. 5.9 Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Le maggiori difficoltà nel mantenimento di adeguati livelli di continuità del servizio sono localizzabili, come già evidenziato nelle precedenti rilevazioni, nell'area meridionale e insulare (Fig. 5.10), per la quale è stato registrato un valore medio di interruzioni per utente all'anno pari a 226 ore, in lieve miglioramento rispetto ai dati comunicati per l'anno base. In tali realtà, i soggetti competenti hanno dichiarato che i miglioramenti

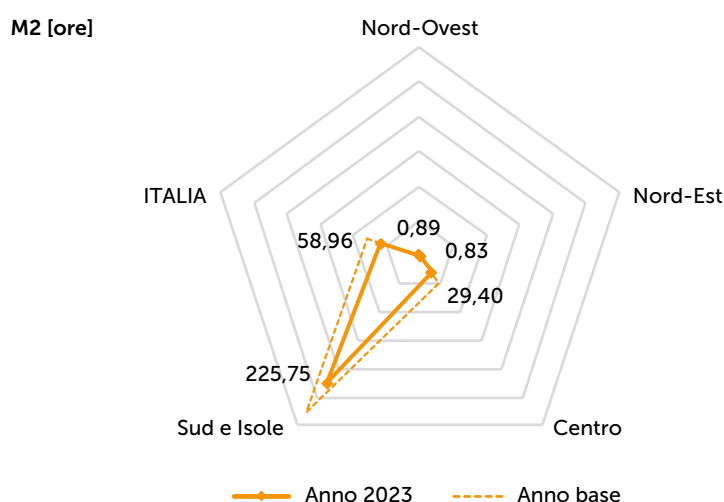
¹⁴ L'RQTI definisce interruzione del servizio di acquedotto "la mancata fornitura del servizio, per un utente finale, alle condizioni minime di portata e carico idraulico definite dalla normativa vigente o, nei casi previsti, specificate nel contratto di utenza; sono ricomprese tutte le tipologie di interruzione, incluse quelle per razionamento idrico in condizioni di scarsità".

¹⁵ Nel conteggio deve essere considerato, per le utenze condominiali, il numero di utenti indiretti sottesi, ai sensi dell'art. 9 dell'RQTI.

¹⁶ Si precisa che, nel campione relativo all'area geografica Sud e Isole, non è stata considerata una gestione specifica che presenta, per l'anno 2023, un valore di M2 assolutamente anormale.

sono rallentati dall'elevata incidenza delle interruzioni programmate dovute alle "turnazioni", anche a seguito delle stagioni particolarmente siccitose che hanno caratterizzato gli anni più recenti. A ciò si aggiungono comunque le carenze infrastrutturali a servizio di taluni territori, per i quali non risulta possibile l'alimentazione "h24", specie nei periodi di elevata densità turistica. In relazione alle situazioni particolarmente critiche, emerge la necessità di rafforzare ulteriormente il presidio sull'efficacia degli investimenti individuati nel programma degli interventi per contenere e superare le citate criticità. Complessivamente, si notano valori medi per area geografica in lieve miglioramento rispetto ai dati rilevati per l'anno base (linea tratteggiata in figura 5.10).

FIG. 5.10 Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio di acquedotto per area geografica



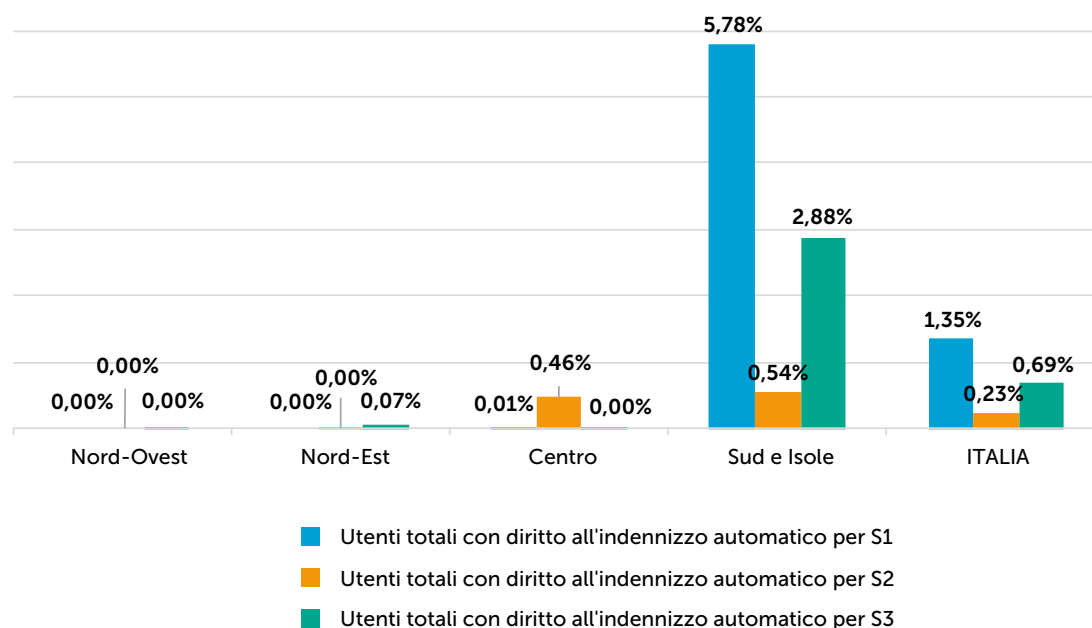
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/ldr).

In relazione alla continuità del servizio di erogazione, la RQTI ha previsto l'introduzione anche di tre indicatori semplici cui sono associati opportuni standard specifici, ossia livelli minimi di qualità per le prestazioni recate a ciascun singolo utente del servizio di acquedotto e ai quali è associato un obbligo di corresponsione di un indennizzo automatico alle utenze che abbiano subito un disservizio legato al mancato raggiungimento dei medesimi standard. Gli indicatori sono relativi a:

- la "Durata massima della singola sospensione programmata", che non deve superare le 24 ore (standard S1);
- il "Tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione idropotabile", che non deve essere superiore alle 48 ore (standard S2);
- il "Tempo massimo di preavviso per interventi programmati che comportano una sospensione della fornitura", che non può essere inferiore alle 48 ore (standard S3).

Nel corso dell'anno 2023 (Fig. 5.11), a livello medio nazionale, l'indicatore che ha registrato il maggior numero di utenze totali (inclusi utenti indiretti) aventi diritto all'indennizzo automatico a causa del mancato rispetto del relativo standard specifico è la "Durata massima della singola sospensione programmata (S1)" (1,35% delle utenze totali servite). Per tale indicatore, come anche per i restanti due indicatori S2 e S3, le maggiori criticità sono emerse per alcuni gestori collocati nell'area geografica meridionale e insulare, come già rilevato nelle analisi relative al macro-indicatore M2 mostrate in precedenza.

FIG. 5.11 Utenti finali con diritto all'indennizzo automatico per gli standard specifici di qualità tecnica per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

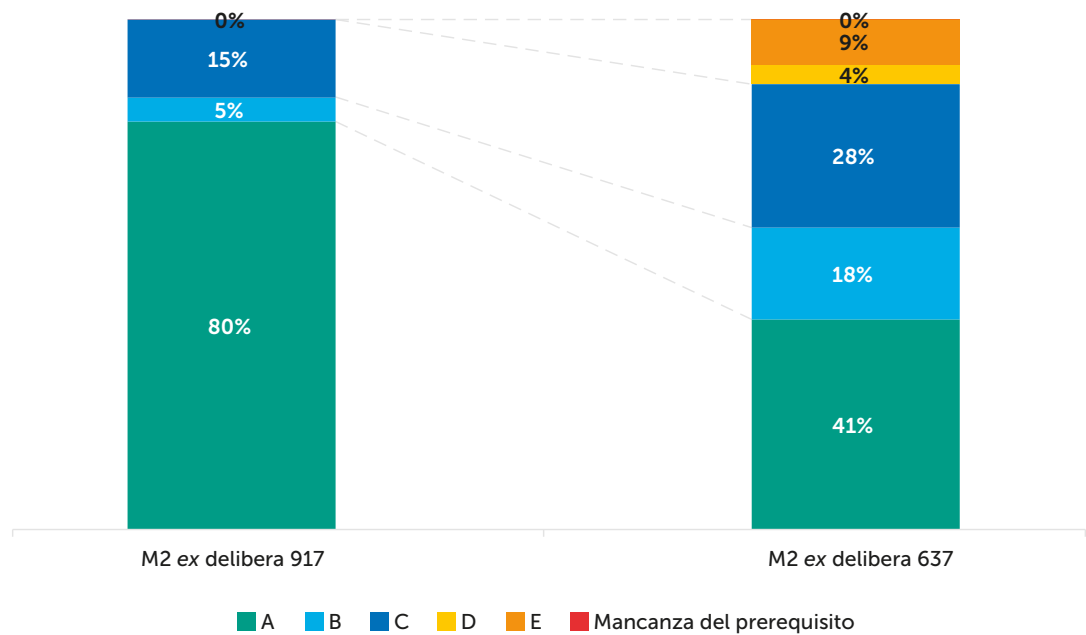
L'RQTI prevede che l'EGA possa stabilire, per il territorio di propria competenza, livelli migliorativi per uno o più degli standard specifici definiti dalla regolazione, informando opportunamente le utenze mediante la Carta dei servizi. Dall'analisi compiuta è emerso che per il 34% della popolazione servita è garantito uno standard migliorativo per almeno uno dei tre standard specifici.

Passando ora alla disamina dei dati raccolti in considerazione delle novità introdotte dalla delibera 637/2023/R/idr, nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M2¹⁷ (Fig. 5.12), ponendo tale distribuzione a confronto con quella legata alle disposizioni originariamente previste dalla delibera 917/2017/R/idr. Si rammenta che per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera 637/2023/R/idr ha apportato una rilevante modifica rispetto alla precedente regolazione, incrementando le classi da tre a cinque ed introducendo nuove soglie di accesso alle differenti classi di merito e nuovi obiettivi di miglioramento. Nonostante tali nuove previsioni, una porzione rilevante di popolazione (41%) si colloca comunque nella classe più virtuosa (A), mentre la classe meno virtuosa (E) si ritrova solo per circa l'8% della popolazione¹⁸. Si segnala la presenza di una piccola gestione con problematiche legate al prerequisito relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati.

¹⁷ Come previsto dal comma 9.4 dell'RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M2 inferiore a 0,75 ore, nella classe B sono incluse le gestioni con M2 compreso tra 0,75 e 3 ore, nella classe C sono incluse le gestioni con M2 compreso tra 3 e 10 ore, nella classe D sono incluse le gestioni con M2 compreso tra 10 e 30 ore, e infine nella classe E sono incluse le gestioni con M2 superiore alle 30 ore.

¹⁸ Si precisa che, nel campione relativo all'area geografica Sud e Isole, non è stata considerata una gestione specifica che presenta, per l'anno 2023, un valore di M2 assolutamente anomalo e non ancora sottoposto a istruttoria.

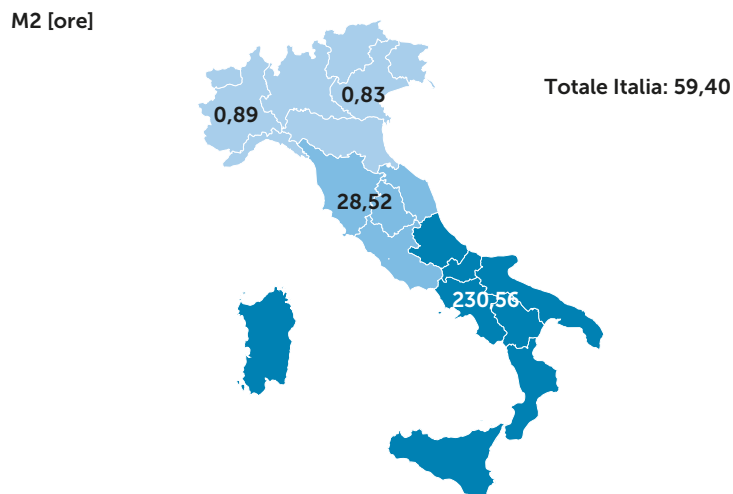
FIG. 5.12 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio ai sensi della delibera 917/2017/R/idr e della delibera 637/2023/R/idr*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

In termini quantitativi, la seguente figura 5.13 mostra come le maggiori difficoltà nel mantenimento di adeguati livelli di continuità del servizio siano localizzabili, come già evidenziato, nell'area meridionale e insulare, per la quale è stato registrato un valore medio di interruzioni per utente all'anno pari a 230,56, valore in lieve peggioramento rispetto alla situazione mostrata nella figura 5.10, probabilmente sempre in ragione dell'ampliamento territoriale delle gestioni nelle aree Centro¹⁹ e Sud e Isole. Il valore medio nazionale si attesta a 59,40 ore.

FIG. 5.13 *Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

¹⁹ Si segnala, peraltro, che il dato medio delle interruzioni dell'area Centro risente particolarmente del valore negativo della provincia di Frosinone.

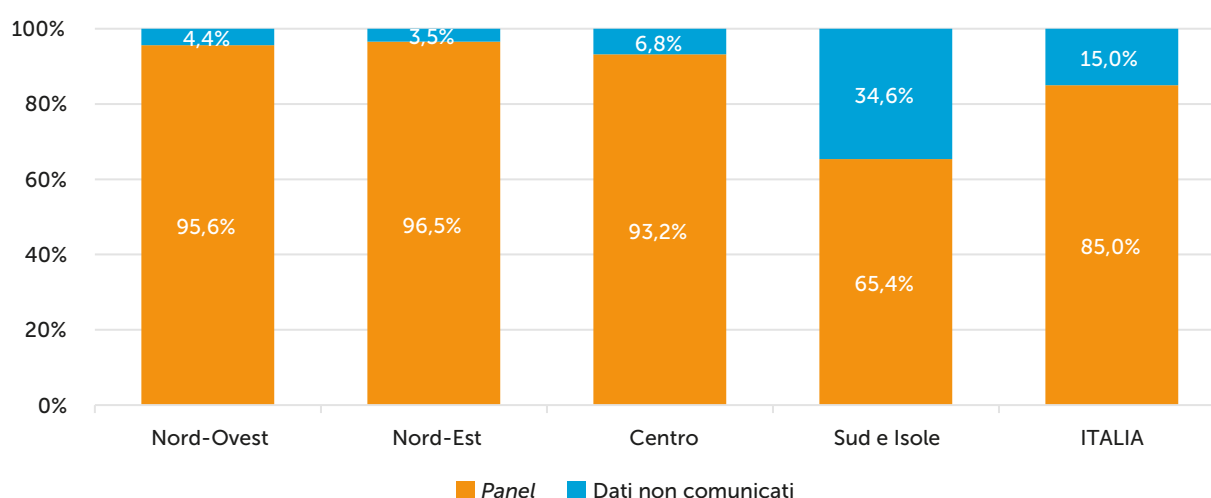
Qualità dell'acqua erogata

Il modello della regolazione della qualità tecnica prevede che, nell'ambito del servizio di acquedotto, l'attività svolta dalle gestioni sia valutata anche dal punto di vista dell'adeguatezza organolettica della risorsa consegnata alle utenze allacciate, mediante il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata. Tale macro-indicatore è definito prendendo a riferimento i seguenti aspetti:

- la presenza e la magnitudo delle ordinanze di non potabilità emesse nel corso dell'anno dalle Autorità preposte (indicatore M3a), espresso in termini di utenze coinvolte²⁰ e durata di ciascuna ordinanza rispetto alle utenze complessive;
- il tasso di non conformità alla normativa in materia, determinato osservando sia il numero di campioni non conformi sul totale dei campioni interni effettuati (indicatore M3b), sia il numero di parametri non conformi rispetto al totale dei parametri analizzati (indicatore M3c).

Con riferimento al citato macro-indicatore, il *panel* di riferimento per l'anno 2023 è composto da 160 gestioni, che servono nel complesso l'85,0% della popolazione residente italiana (circa 49,2 milioni di abitanti)²¹. Considerando la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.14), l'area meno rappresentata risulta, come già evidenziato per i due macro-indicatori M1 e M2, quella meridionale e insulare (65,4%), con buoni livelli di risposta per le aree del Nord e del Centro Italia (superiori al 90%).

FIG. 5.14 Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

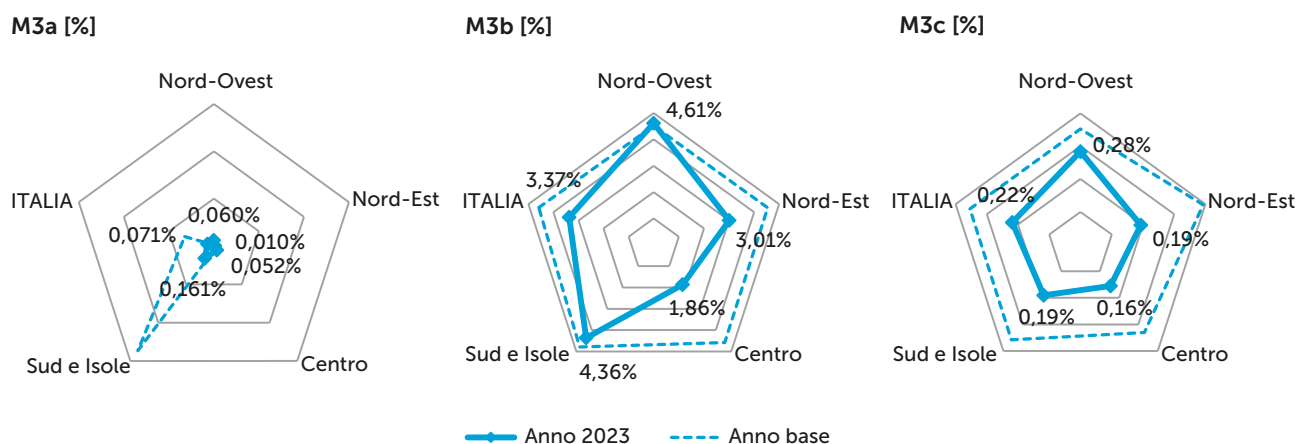
Con riferimento al campione considerato, per l'indicatore M3a (incidenza delle ordinanze di non potabilità) si osserva un valore medio nazionale dello 0,071%, in miglioramento rispetto al valore medio registrato per l'anno base (0,323%); si notano inoltre valori medi del 3,37% per M3b (percentuale dei campioni non conformi) e dello 0,22% per M3c (percentuale dei parametri non conformi), in diminuzione rispetto ai dati medi rilevati per l'anno base (Fig. 5.15). Su base territoriale, in relazione all'anno 2023, si evidenziano valori di M3a più contenuti nel Nord

²⁰ Includere le utenze indirette sottese alle utenze condominiali.

²¹ Dal campione è stato escluso un gestore collocato nell'area territoriale Centro dal momento che i dati comunicati presentano valori anomali, per i quali occorre svolgere una specifica istruttoria.

e più critici nell'area meridionale. Per quanto concerne l'indicatore sul tasso di non conformità dei campioni (M3b), si notano segnali di miglioramento generalizzato.

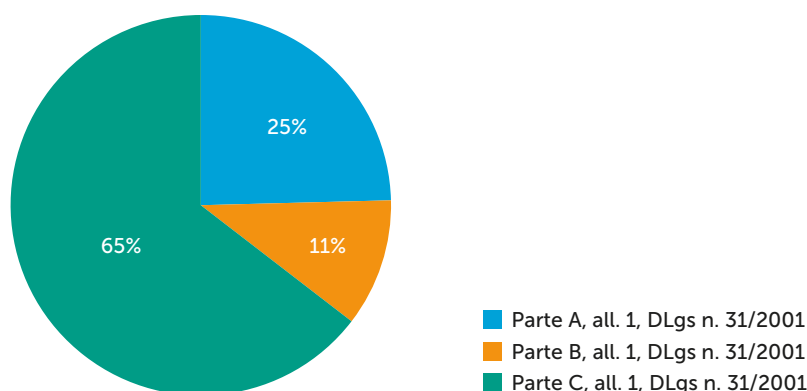
FIG. 5.15 Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

In relazione ai campioni che presentano non conformità ai limiti normativi di cui agli indicatori M3b e M3c, le valutazioni sono svolte prendendo come riferimento il DLgs 31/2001 per i primi mesi dell'anno 2023 e, successivamente il DLgs 18/2023²². I citati decreti prevedono una classificazione dei parametri inquinanti che devono essere sottoposti a verifica in: i) microbiologici, ii) chimici e iii) indicatori, suddividendoli rispettivamente nelle parti A, B e C²³ dell'allegato 1 ai medesimi decreti. In relazione ai dati 2023, si conferma (Fig. 5.16) una maggiore incidenza di non conformità legate ai parametri indicatori (65%), mentre tassi inferiori di mancata conformità si sono registrati per i parametri microbiologici di cui alla parte A dell'allegato 1 (25%) e chimici (11%), sostanzialmente confermando la suddivisione rappresentata nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

FIG. 5.16 Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C della normativa di riferimento



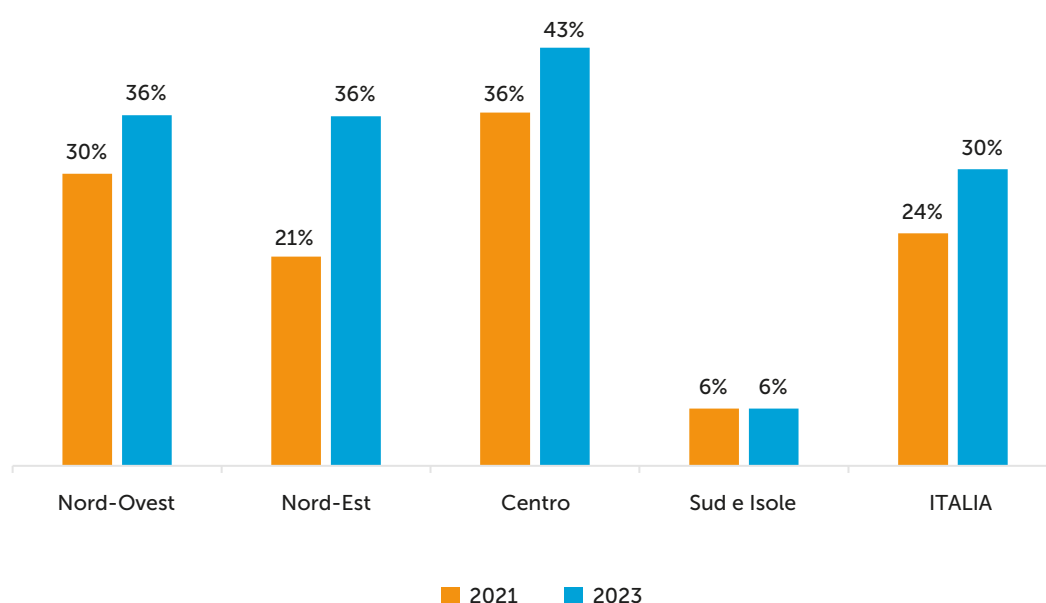
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

²² In data 21 marzo 2023 è entrato in vigore il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18 di attuazione della direttiva UE 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonde la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. Direttiva Acque Potabili); tale decreto ha abrogato il precedente DLgs 31/2001 e s.m.i.

²³ In sintesi, nella parte A sono inclusi i parametri microbiologici *Escherichia Coli* e *Enterococchi*. Nella parte B sono elencati diversi parametri chimici, tra cui metalli, sottoprodotti di disinfezione, nitriti e nitrati, antiparassitari e idrocarburi policiclici aromatici. Nella parte C sono raggruppati parametri sia di tipo chimico che microbiologico, cosiddetti "indicatori" della qualità dell'acqua, tra cui ferro, manganese, sodio, torbidità, colore, odore e sapore.

Nell'ambito delle valutazioni svolte in materia di qualità dell'acqua erogata, nella RQTI vengono presi in considerazione anche taluni indicatori semplici, tra cui il tasso di applicazione dei Piani di sicurezza dell'acqua (ovvero *Water Safety Plans* (WSP)), introdotti in Italia dal decreto del Ministero della salute 14 giugno 2017 e ora rafforzati nel DLgs 18/2023, in applicazione dei dettati eurounitari. La novità legata a tali piani consiste nell'introduzione, nella gestione dei sistemi acquedottistici, di un approccio di tipo preventivo – fondato sull'analisi del rischio – in sostituzione dell'attuale metodologia di gestione di tipo reattivo. In merito a tale aspetto, dalla ricognizione svolta è emerso che è in aumento il livello di adozione del modello WSP: in termini di utenze servite, l'applicazione del citato modello WSP è mediamente pari al 30%, con differenze a carattere locale (Fig. 5.17).

FIG. 5.17 Quota di utenti per i quali è stato applicato il Water Safety Plan, per area geografica

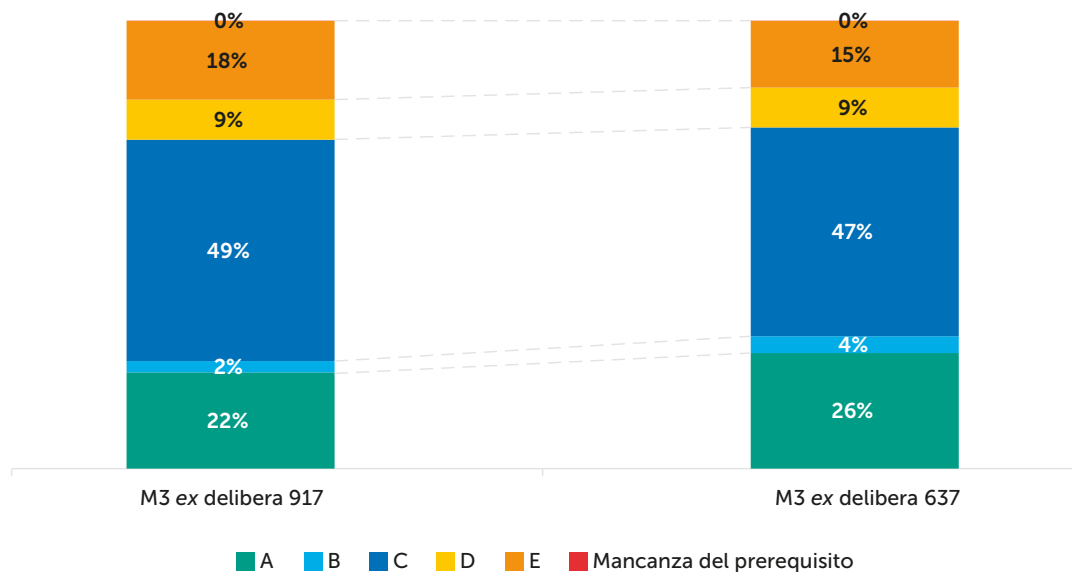


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Come già illustrato per i macro-indicatori M1 e M2, anche per il macro-indicatore M3, la delibera 637/2023/R/idr ha apportato talune modifiche rispetto all'impianto originario, in particolare prevedendo una modifica alle soglie di accesso alle classi A, B e C e agli obiettivi di miglioramento previsti²⁴. Nella figura 5.18 è mostrata la distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M3, sia ai sensi della regolazione come inizialmente introdotta, sia ai sensi della rinnovata regolazione. A fronte delle nuove previsioni, si evidenzia un lieve incremento delle gestioni che si collocano nelle classi A, B e C, ed una lieve riduzione delle gestioni che si collocano nelle classi D ed E. Si segnala poi la presenza di una piccola gestione con problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M3.

²⁴ Come previsto dal comma 10.3 dell'RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M3a non superiore a 0,001%, M3b non superiore all'1% e M3c non superiore allo 0,04%; nella classe B sono incluse le gestioni con M3a non superiore a 0,005% e M3b non superiore all'1%; nella classe C sono incluse le gestioni con M3a non superiore a 0,005% e M3b non superiore al 5%; nella classe D sono incluse le gestioni con M3a non superiore a 0,005% e M3b superiore al 5%, mentre nella classe E sono incluse le gestioni con M3a superiore a 0,005%.

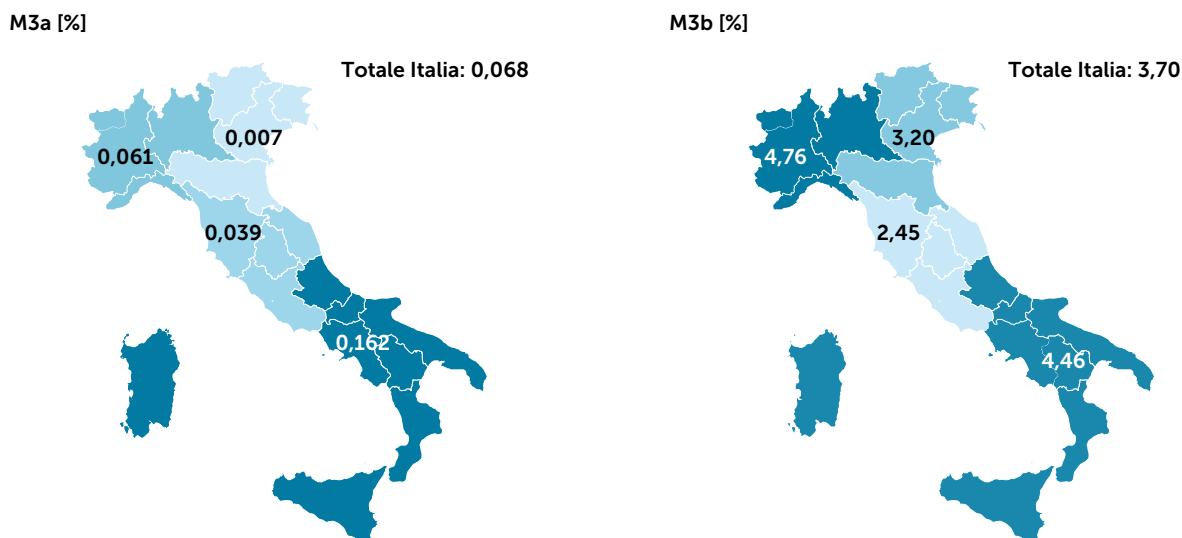
FIG. 5.18 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata ai sensi della delibera 917/2017/R/idr e della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

La seguente figura 5.19 mostra i valori medi nazionali di M3a, M3b e M3c determinati per il campione considerato ai sensi della delibera 637/2023/R/idr, che risultano rispettivamente pari a 0,068%, 3,70% e 0,25%, presentando valori in sostanza allineati alle medie rappresentate nella figura 5.15. Si rinvencono rilevanti differenze a livello territoriale non sempre intuitive, dal momento che, a fronte di maggiori ordinanze di non potabilità rilevate nell'area Sud e Isole, si rileva un tasso di campioni non conformi paragonabile a quello del Nord-Ovest.

FIG. 5.19 Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità e M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr

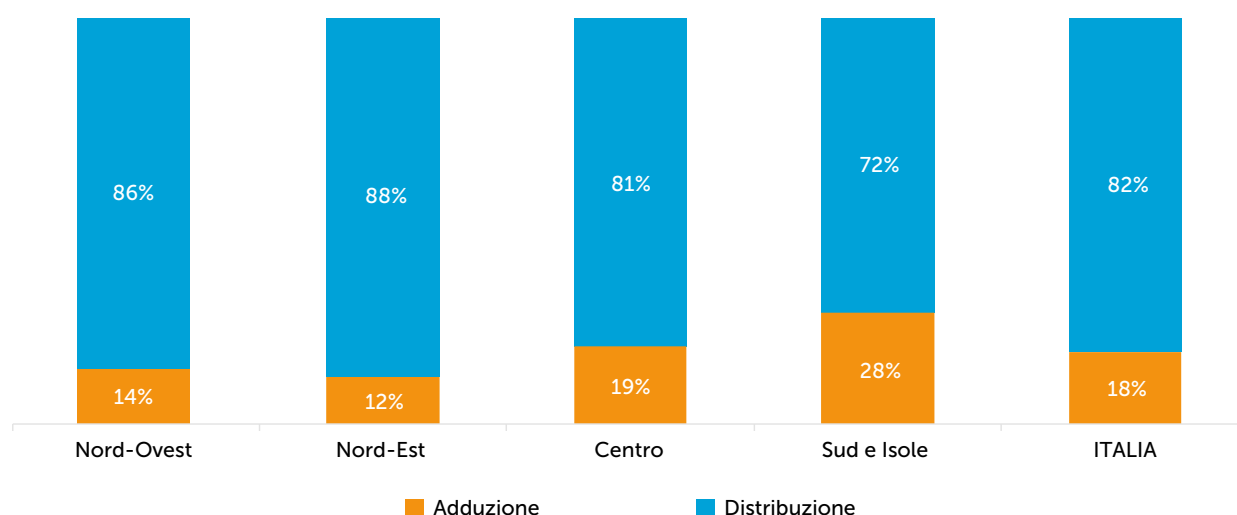


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

Altri aspetti infrastrutturali

Nel seguito verranno mostrati alcuni dati relativi ad aspetti di tipo infrastrutturale. In particolare, in relazione all'estensione delle reti di acquedotto, il *panel* di operatori considerato gestisce complessivamente 408.533 km di reti acquedottistiche. Tale dato considera sia le condotte per il trasporto della risorsa idrica dai punti di prelievo verso i centri di utilizzo (ovvero reti di "adduzione"), sia le condotte che dai punti di interconnessione con le adduttrici distribuiscono l'acqua fino ai punti di consegna alle utenze finali (ossia le reti di "distribuzione"). Sulla base dei dati raccolti, si conferma la rappresentazione mostrata nelle *Relazioni Annuali* precedenti, secondo le quali circa il 18% della lunghezza delle condotte principali può essere ricondotta alla classificazione delle infrastrutture di adduzione, mentre il restante 82% è rappresentato da condotte di distribuzione. A livello territoriale, si conferma una incidenza maggiore delle infrastrutture di trasporto nel Sud e Isole rispetto alle altre aree del Paese (Fig. 5.20).

FIG. 5.20 Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto per area geografica



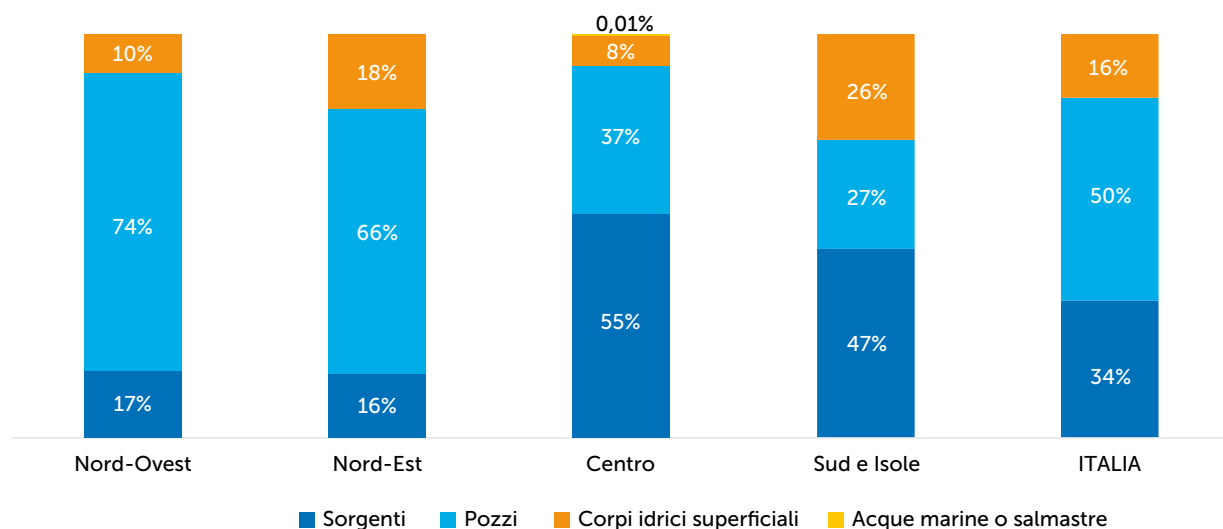
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

A livello nazionale, poco meno dell'80% della lunghezza delle reti di adduzione e di distribuzione risulta georeferenziata, ovvero per tale porzione sono note ed archiviate, in formato digitale, le coordinate di posa nonché talune caratteristiche tecniche come diametri e tipologia di materiale. Il dato medio nazionale è allineato a quanto mostrato nelle precedenti *Relazioni Annuali*. Il tasso di sostituzione delle condotte si è attestato a un valore circa pari allo 0,8%²⁵, a fronte del valore precedentemente rilevato per l'anno base (circa 0,39%).

In relazione ai volumi prelevati complessivamente dall'ambiente dalle gestioni presenti nel *panel*, risultati pari a circa 7 miliardi di metri cubi per l'anno 2023, è mostrata nella successiva figura 5.21 una rappresentazione delle fonti di approvvigionamento. A livello nazionale, emerge un maggiore prelievo di acqua da fonti sotterranee e da sorgenti (rispettivamente 51,3% e 35,7%) e in misura minore da corpi idrici superficiali, quali corsi d'acqua, laghi, bacini artificiali.

²⁵ Il valore è espresso come rapporto tra la lunghezza delle reti principali sostituite nell'anno in considerazione rispetto all'estensione delle reti principali complessivamente gestite.

FIG. 5.21 *Suddivisione dei volumi prelevati dall'ambiente per tipologia di fonte di approvvigionamento e per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

Andando infine a esaminare i consumi di energia elettrica relativi alla filiera acquedottistica, che pesano per il 62% sui consumi totali del servizio idrico integrato, si riscontrano consumi unitari medi pari a 0,45 kWh per metro cubo immesso nel sistema di acquedotto, con variazioni poco significative tra le diverse aree territoriali, e in linea con il valore medio registrato nelle precedenti rilevazioni.

Servizio di fognatura

Il modello di regolazione della qualità tecnica prevede che, per il servizio di fognatura, le *performance* tecniche conseguite dai gestori siano misurate sulla base di un macro-indicatore denominato M4 – Adeguatezza del sistema fognario, costruito come combinazione dei seguenti indicatori semplici:

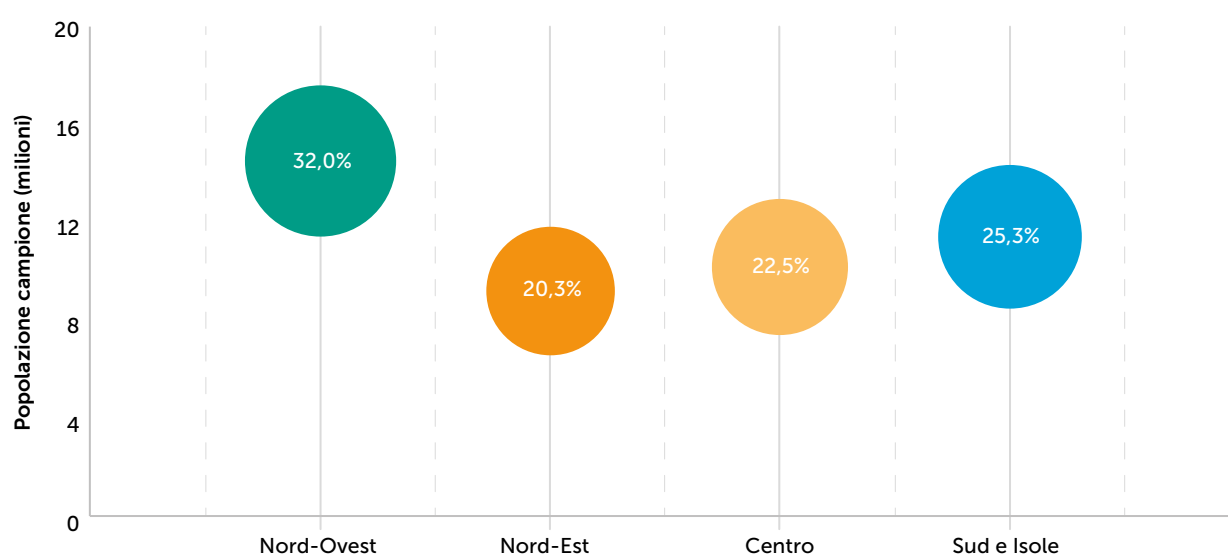
- M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, ottenuto dal rapporto tra il numero di episodi di allagamento da fognatura mista o bianca e di sversamento di liquami da fognatura nera e la lunghezza di rete fognaria gestita;
- M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena, definito come il numero di scaricatori di piena non conformi alle normative attinenti ai rapporti di diluizione o anche ai dispositivi per trattenere i solidi sospesi, ove previste, e il numero complessivo di scaricatori gestito;
- M4c – Controllo degli scaricatori di piena, definito come il rapporto tra il numero di scaricatori di piena che non sono stati oggetto di ispezione nel corso dell'anno ovvero che non siano dotati di sistemi di rilevamento automatico dell'attivazione, rispetto al numero totale di scaricatori gestito.

Per il servizio fognario, l'accesso al meccanismo incentivante è subordinato al raggiungimento di due prerequisiti: il primo è relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati utili al calcolo del macro-indicatore mentre il secondo è attinente al grado di adeguamento alla normativa sulla gestione delle acque reflue, prevedendo la temporanea esclusione delle gestioni che siano interessate da pronunce di condanna della Corte di Giustizia dell'Unione eu-

ropea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE per la presenza di agglomerati non ancora dichiarati conformi²⁶.

L'analisi illustrata nel seguito mostra lo stato infrastrutturale del servizio di fognatura per l'anno 2023, sulla base delle informazioni trasmesse da un *panel* di 148 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 78,2% della popolazione residente italiana (45,3 milioni di abitanti)²⁷. Nella successiva figura 5.22 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche, che sostanzialmente ricalca quella mostrata per il servizio di acquedotto alla figura 5.1: circa il 32% della popolazione rappresentata è servita da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 20% e il 22% sono rappresentate da gestioni operanti rispettivamente nelle regioni del Nord-Est e nel Centro e il 25% nell'area Sud e Isole.

FIG. 5.22 Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione per area geografica

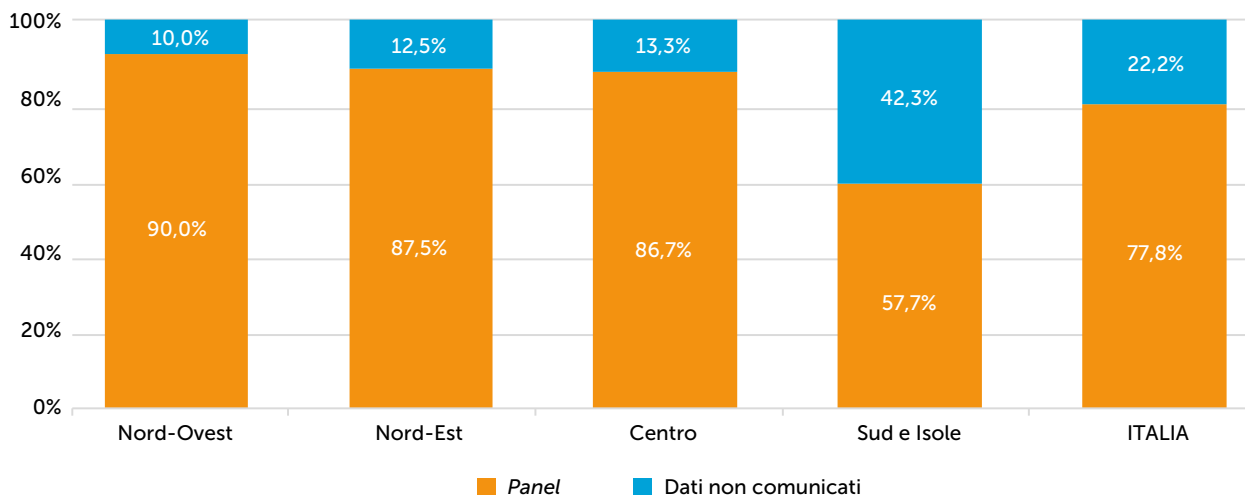


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Il campione analizzato risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori compresa tra l'87% e il 90% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre si abbassa al 58% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole (Fig. 5.23), sebbene si sia registrata una migliore risposta rispetto alla rilevazione riferita all'anno base, anche in merito alle gestioni di tale area geografica.

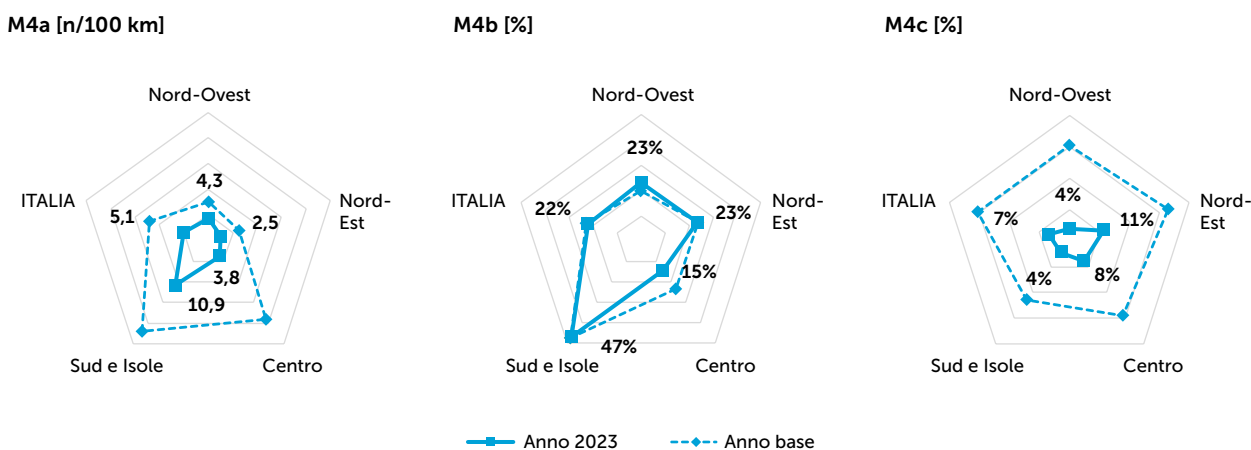
²⁶ La direttiva 91/271/CEE, concernente il trattamento delle acque reflue, prevede che tutti gli agglomerati con carico generato maggiore di 2.000 abitanti equivalenti (AE) siano provvisti di adeguati sistemi di reti fognarie (art. 3) e che le acque reflue che confluiscono in reti fognarie siano sottoposte a specifici trattamenti prima dello scarico nell'ambiente (art. 4, art. 5 e art. 10). Allo stato attuale, sono tre i procedimenti europei che sono giunti a condanna da parte della Corte di Giustizia dell'Unione europea: si tratta del procedimento n. 2004/2034, con sentenza del 31 maggio 2018 (causa C-251/17), del procedimento n. 2009/2034, con sentenza del 10 aprile 2014 (causa C-85/13) e del procedimento n. 2014/2059, con sentenza del 6 ottobre 2021 (causa C-668/19). Per completezza, si segnala che vi è un ulteriore procedimento avviato e non ancora giunto a condanna per l'Italia: si tratta del procedimento n. 2017/2181.

²⁷ Il *panel* si differenzia da quello del paragrafo precedente, essendo escluse le gestioni che svolgono solo il servizio di acquedotto e aggiunte quelle che svolgono il servizio di fognatura ma non quello di acquedotto. È stata inoltre esclusa una gestione collocata nell'area Sud e Isole per la presenza di dati fortemente incompleti. Nella precedente *Relazione Annuale* il campione era composto da 143 gestioni che servono circa 45,1 milioni di abitanti, con una copertura pari al 78,0% della popolazione residente italiana.

FIG. 5.23 Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTl 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

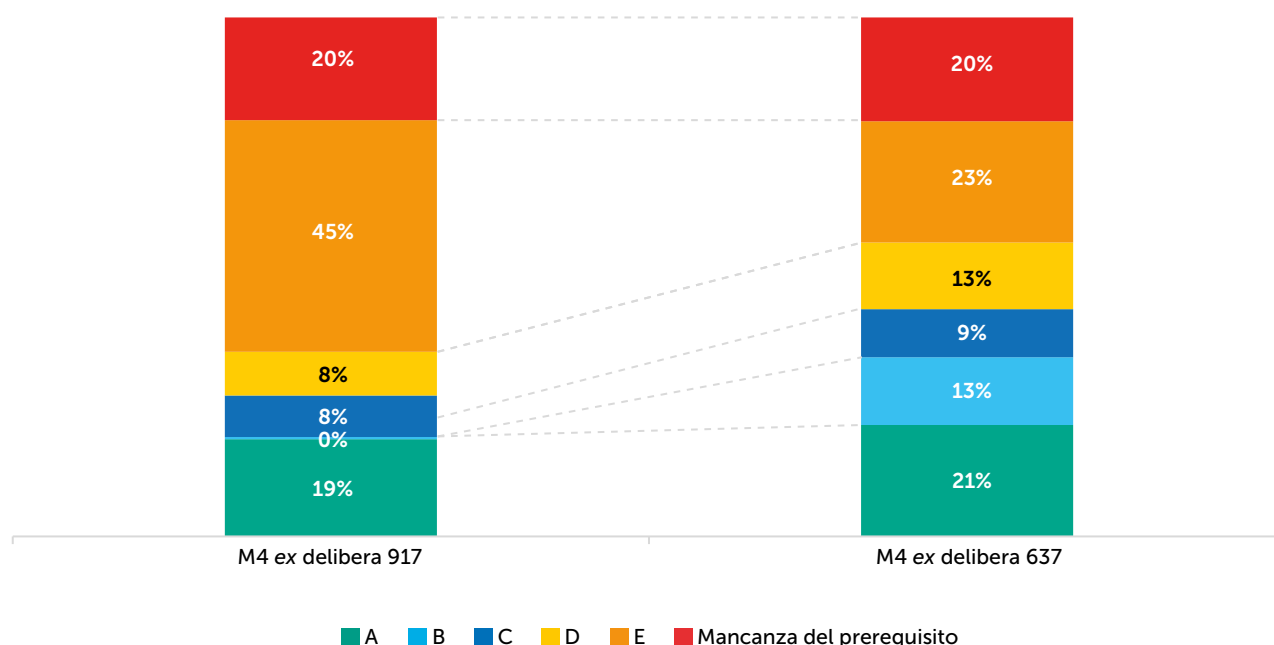
Analizzando i valori medi conseguiti per gli indicatori semplici che compongono il macro-indicatore M4 (Fig. 5.24), si osserva che gli episodi di allagamento e/o sversamento registrati mediamente a livello nazionale sono 5,1 ogni 100 km di rete fognaria, con numeri crescenti passando da Nord e Centro, al Sud e Isole. Inoltre, sempre con riferimento ai dati medi a livello nazionale, si evidenzia che il 22% degli scaricatori di piena risulta non ancora adeguato alle normative di riferimento (M4b), con una quota di inadeguatezza più che doppia nell'area Sud e Isole, e che il tasso di scaricatori di piena non ispezionati o non dotati di sistemi di rilevamento automatico delle attivazioni si attesta su valori prossimi al 7%, con scostamenti poco significativi tra le diverse aree del Paese. Per i citati indicatori, si nota un graduale miglioramento complessivo rispetto ai dati mostrati nella *Relazione Annuale 2020* (linee tratteggiate nella figura 5.24), in particolare per gli indicatori M4a e M4c (l'indicatore M4b, infatti, risente delle normative regionali approvate nel tempo, che tendono a essere sempre più tutelanti dal punto di vista ambientale).

FIG. 5.24 Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena e M4c – Controllo degli scaricatori di piena, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTl 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Anche per il macro-indicatore M4 l'Autorità ha apportato modifiche con la delibera 637/2023/R/idr. L'effetto delle modifiche apportate è rappresentato nella figura 5.25, che mostra la distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M4 ai sensi delle previsioni originarie e di quelle rinnovate. Si rammenta che, per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una modifica alle soglie di accesso alle classi B, C, D ed E per l'indicatore M4a²⁸. Dalla citata figura 5.25 si nota una distribuzione più omogenea tra le nuove classi individuate con la citata delibera 637/2023/R/idr. Si segnala poi la presenza di diverse gestioni con problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M4. Più nello specifico, all'interno del *panel* considerato, sono sei le gestioni per le quali i pertinenti Enti di governo d'ambito hanno dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al servizio di fognatura, tale da compromettere la determinazione del relativo macro-indicatore (per un totale di circa 2,0 milioni di abitanti serviti, il 50% dei quali residenti nell'area Sud e Isole). Per contro, le gestioni che non hanno conseguito il prerequisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE per mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 3 della citata direttiva, attinente al collettamento delle acque reflue, sono sedici (per un totale di 7,3 milioni di abitanti serviti, collocati in tutte le aree geografiche, con una prevalenza per l'area Sud e Isole), delle quali dodici presentano anche la mancata conformità alla direttiva per quanto riguarda l'adozione di adeguati trattamenti depurativi. Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al collettamento dei reflui sono 47, per un totale di abitanti equivalenti (AE) pari a circa 2,4 milioni.

FIG. 5.25 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 – Adeguatazza del sistema fognario ai sensi della delibera 917/2017/R/idr e della delibera 637/2023/R/idr

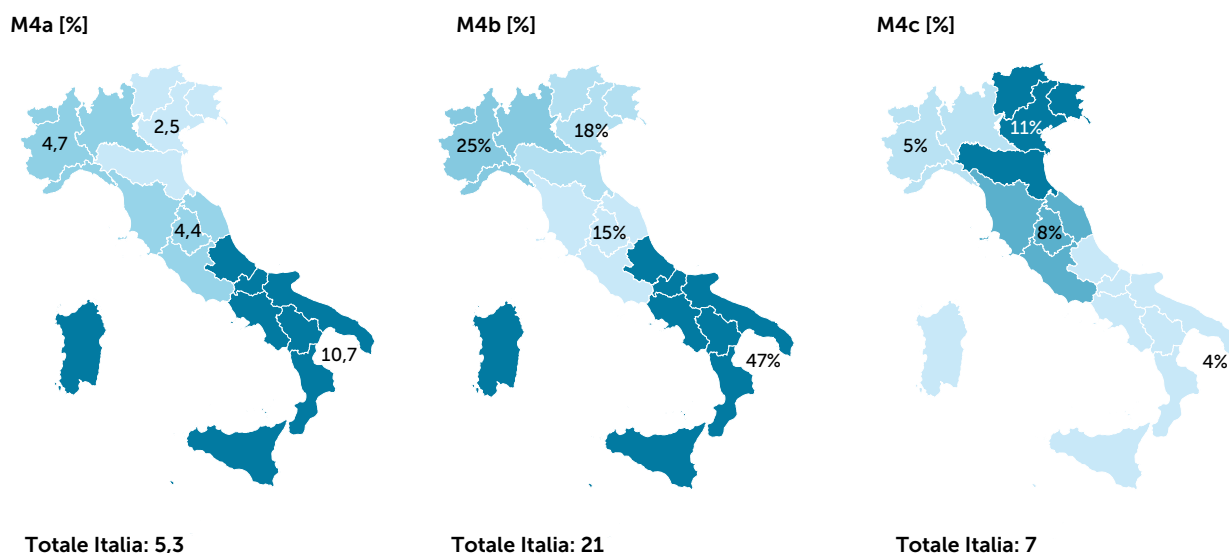


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

²⁸ Come previsto dal comma 14.3 dell'RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M4a inferiore a 1, M4b nullo e M4c non superiore al 10%; nella classe B sono incluse le gestioni con M4a inferiore a 5, M4b nullo e M4c superiore al 10%; nella classe C sono incluse le gestioni con M4a inferiore a 5 e M4b non superiore al 20%; nella classe D sono incluse le gestioni con M4a non superiore a 5 e M4b superiore al 20%, mentre nella classe E sono incluse le gestioni con M4a superiore a 5.

La seguente figura 5.26 mostra i valori medi nazionali di M4a, M4b e M4c determinati per il campione considerato ai sensi della delibera 637/2023/R/idr, che risultano rispettivamente pari a 5,3 ogni 100 km, 21% e 7%, presentando valori in sostanza allineati alle medie rappresentate nella figura 5.24, pur permanendo rilevanti differenze a livello territoriale. Relativamente a quest'ultimo aspetto si rileva, in particolare, il dato controintuitivo che emerge dal confronto tra aree geografiche dei valori dell'indicatore M4c – che, contrariamente ai dati di M4a e M4b – vede un migliore risultato dell'area geografica Sud e Isole; tale dato appare influenzato dalla circostanza che la diffusione media degli scaricatori di piena – pesata sulla lunghezza di rete mista e bianca complessivamente gestita – sia abbastanza omogenea tra i gestori operanti nel Nord e nel Centro Italia (dove mediamente sono presenti 30 scaricatori ogni 100 km di rete mista e bianca gestita), mentre la diffusione di tali infrastrutture è significativamente più contenuta nel Sud e nelle Isole (7 scaricatori ogni 100 km di rete mista e bianca)²⁹, talora in assenza di specifica normativa regionale in materia.

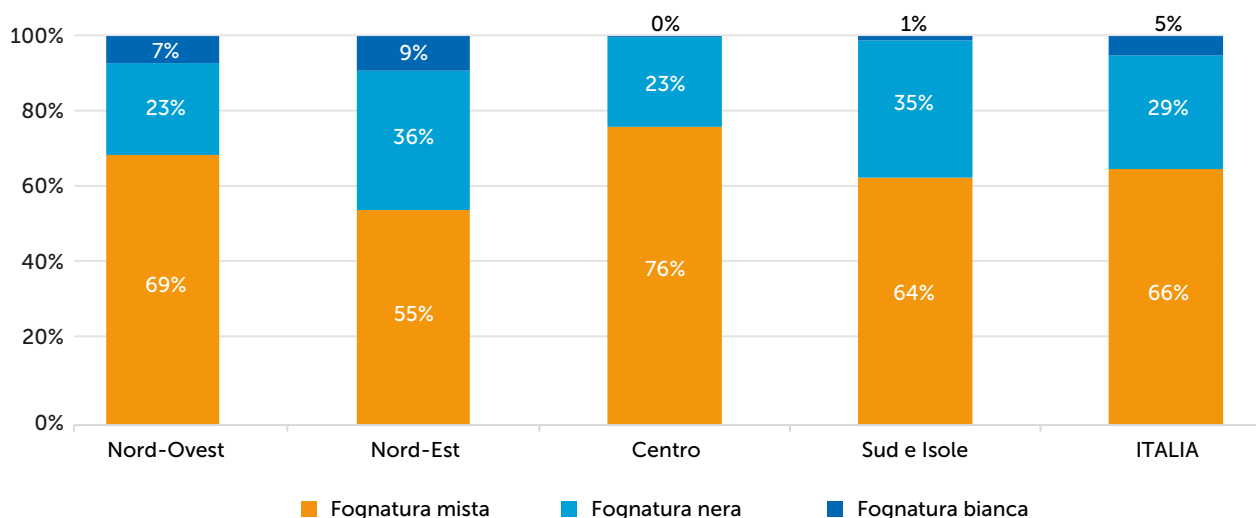
FIG. 5.26 Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena e M4c – Controllo degli scaricatori di piena, per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

Il campione considerato per l'anno 2023 gestisce una lunghezza complessiva di reti fognarie pari a 285.533 km. Dai dati comunicati emerge la prevalenza di condotte di tipo misto (mediamente pari al 66% dell'estensione complessivamente dichiarata), ovvero di reti progettate per il collettamento congiunto di scarichi domestici (inclusi eventualmente anche gli scarichi industriali) e delle acque meteoriche. In misura minore sono presenti sul territorio condotte dedicate al trasporto delle acque reflue domestiche (o acque nere, incluse eventualmente anche le acque reflue industriali, pari al 29% del totale) e, in piccola parte, sono gestite condotte destinate solamente all'allontanamento delle acque piovane (o acque bianche, pari 5% del totale), con significative differenze a seconda dell'area geografica (Fig. 5.27).

²⁹ Circostanza già emersa anche nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

FIG. 5.27 Lunghezza della rete fognaria per tipologia – ripartizione per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

Il tasso di georeferenziazione delle reti fognarie, inteso come livello di conoscenza e digitalizzazione delle informazioni relative alle coordinate di posa e alle caratteristiche tecniche delle condotte, è mediamente pari all'80% della lunghezza totale.

Il tasso di sostituzione delle condotte è risultato mediamente pari allo 0,14%³⁰ delle lunghezze di rete complessivamente gestite.

In merito ai consumi energetici, infine, i dati comunicati dai soggetti competenti hanno mostrato un'incidenza attribuibile al servizio di fognatura pari a circa il 6% del consumo di energia elettrica complessivamente impiegata per il servizio idrico integrato, corrispondente a circa 0,07 kWh per metro cubo di volume di acqua reflua depurata e a 6,6 kWh per abitante equivalente collettato nelle reti fognarie.

Servizio di depurazione

Nella Regolazione della qualità tecnica, il servizio di depurazione è valutato sulla base di due indicatori principali:

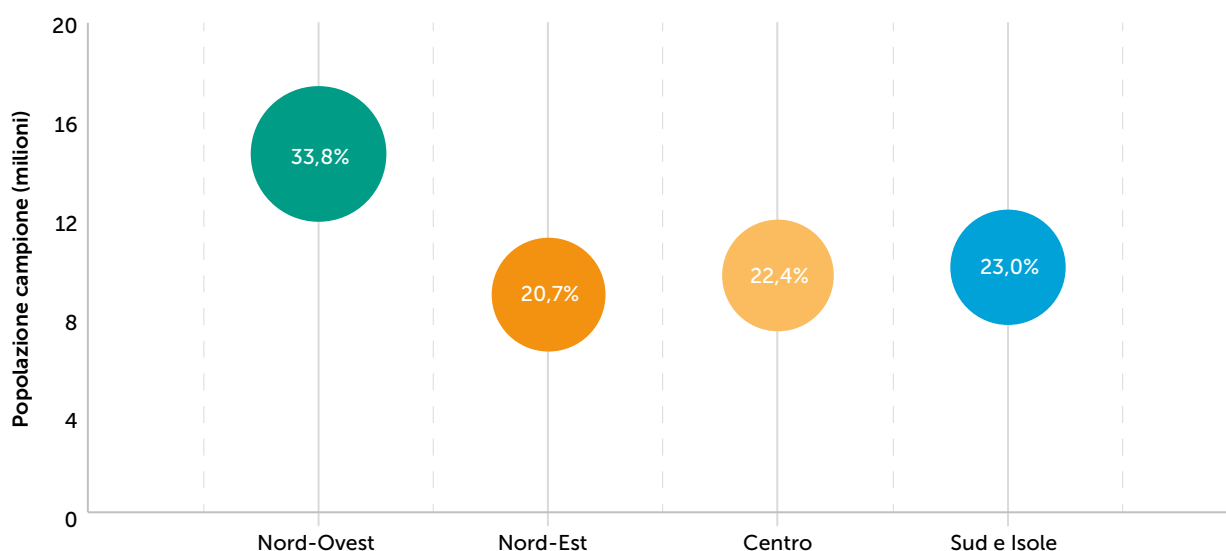
- il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica, cui è associato l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale collegato allo smaltimento in discarica dei fanghi derivanti dalla depurazione delle acque reflue;
- il macro-indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata, con la finalità di minimizzare l'impatto ambientale associato ai reflui in uscita dagli impianti di depurazione e convogliati nell'ambiente.

I requisiti minimi per l'accesso al meccanismo incentivante dell'RQTI dei citati macro-indicatori attengono a profili di disponibilità e affidabilità dei dati e di conformità alla normativa di riferimento in materia di trattamento delle acque reflue.

³⁰ Il valore è espresso come rapporto tra la lunghezza delle reti sostituite nell'anno in considerazione, rispetto all'estensione delle reti complessivamente gestite.

Nel seguito saranno mostrate le principali evidenze emerse dall'analisi dei dati relativi al servizio di depurazione, considerando un campione composto da 139 gestioni che servono circa 43,4 milioni di abitanti, con una copertura pari al 74,9% della popolazione residente italiana³¹ e una distribuzione tra le diverse aree geografiche come illustrato nella figura 5.28: il 34,0% della popolazione rappresentata è servita da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 20,8% e il 22,5% è rappresentata da gestioni operanti rispettivamente nelle regioni del Nord-Est e nel Centro e il 22,7% nell'area Sud e Isole. Tale distribuzione risulta molto simile a quella descritta nella precedente *Relazione Annuale*. Rispetto al campione analizzato per il servizio di acquedotto e fognatura, si nota una lieve riduzione nella rappresentanza dell'area meridionale e insulare.

FIG. 5.28 Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione per area geografica



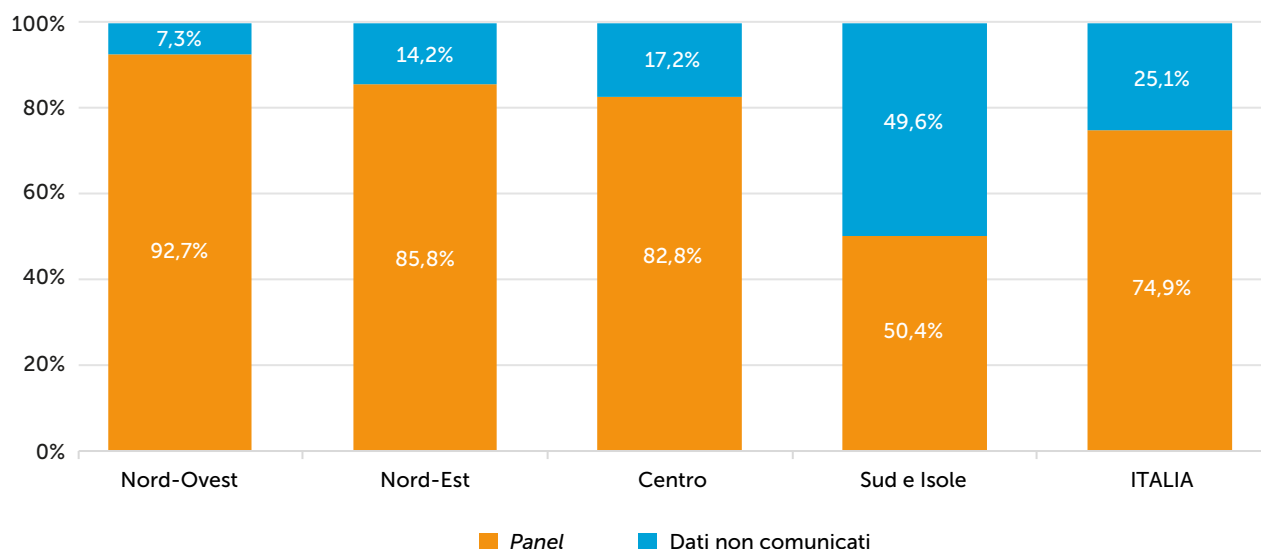
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Smaltimento dei fanghi di depurazione in discarica

Il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica è definito come il rapporto percentuale tra i quantitativi di fanghi da depurazione destinati allo smaltimento finale in discarica e le quantità complessive registrate in uscita dagli impianti di depurazione gestiti.

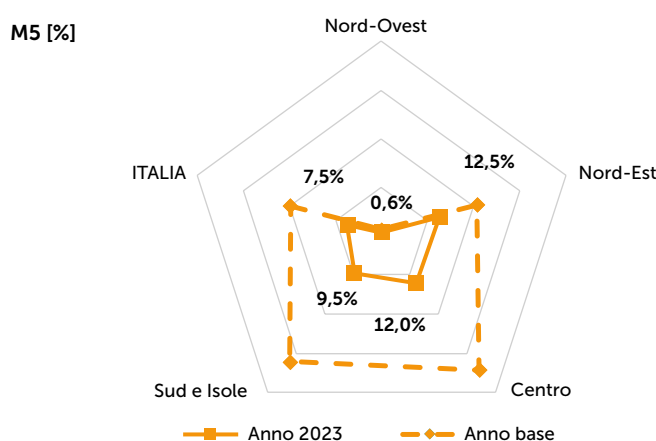
Con riferimento ai dati del 2023, come mostrato anche nei precedenti paragrafi, il campione analizzato risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori compresa tra l'83% e il 93% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre la relativa copertura si attesta al 50% della popolazione per l'area Sud e Isole (Fig. 5.29), facendo emergere una più contenuta disponibilità dei dati per questo servizio, rispetto a quanto descritto, in particolare, nel paragrafo relativo all'acquedotto.

³¹ Il *panel* si differenzia da quello del paragrafo precedente, essendo escluse le gestioni che svolgono solo il servizio di acquedotto e/o di fognatura e aggiunte quelle che svolgono il servizio di sola depurazione. Sono state altresì escluse tre gestioni che, pur avendo indicato di svolgere il servizio di depurazione, hanno riportato dati fortemente incompleti. Nella precedente *Relazione Annuale* il campione era composto da 136 gestioni che servono circa 43,2 milioni di abitanti, con una copertura pari al 74,6% della popolazione residente italiana.

FIG. 5.29 Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

A livello nazionale la produzione di fanghi da impianti di depurazione nell'anno in considerazione è stata pari a 425.923 tonnellate di sostanza secca. Il tasso di conferimento in discarica dei medesimi è stato pari al 7,5% dei fanghi complessivamente prodotti, pur con livelli molto differenziati tra le diverse aree geografiche, come evidenziato dalla figura 5.30: a fronte di un valore medio molto contenuto al Nord-Ovest (pari allo 0,6%), si notano valori prossimi al 12% per il Nord-Est e per le regioni del Centro e un dato pari al 9,5% per la zona meridionale e insulare. In tutte le aree del Paese, si sono registrati decisi miglioramenti rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2020* (linea tratteggiata di figura 5.30), più marcati per le aree geografiche Centro e Sud e Isole, caratterizzate da livelli medi di smaltimento in discarica più elevati nelle fasi di avvio della regolazione.

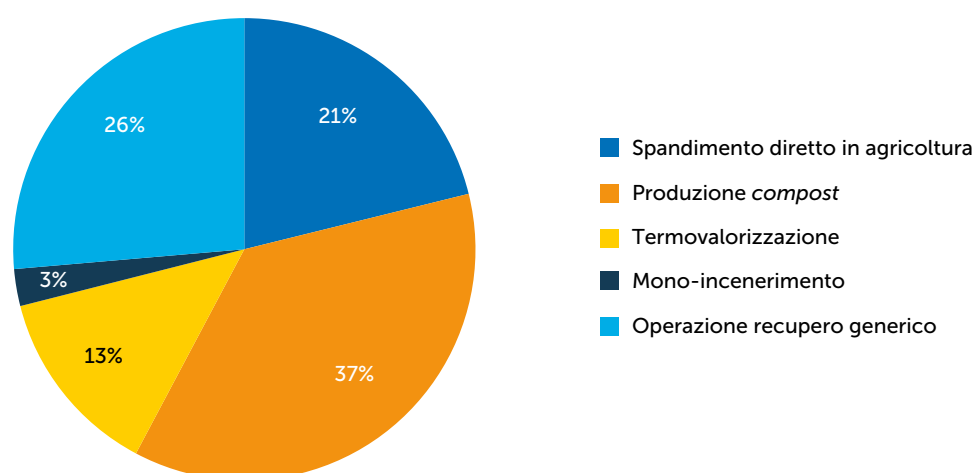
FIG. 5.30 Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Rispetto alla rilevazione relativa all'anno base, oltre ad essere incrementato il tasso di recupero dei fanghi a fronte di un minore conferimento in discarica, dalla figura 5.31 si nota che, pur confermando un impiego prevalente dei fanghi per scopi agricoli (sia spandimento diretto sui terreni sia utilizzo indiretto per la produzione di ammendanti di origine organica-compost), si evidenzia una contrazione di tale utilizzo a fronte di un progressivo incremento,

rispetto alle precedenti rilevazioni, del ricorso ad operazioni di riutilizzo come co-combustibile in impianti quali inceneritori o cementifici. Per finire, si conferma il ricorso a forme di recupero non specificate, cioè riferite a operazioni di recupero intermedie identificate da un codice "R" secondo quanto stabilito all'allegato C alla parte IV del DLgs 152/2006³², per quantitativi di fanghi corrispondenti a circa un quarto delle quantità complessivamente avviate a recupero.

FIG. 5.31 *Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

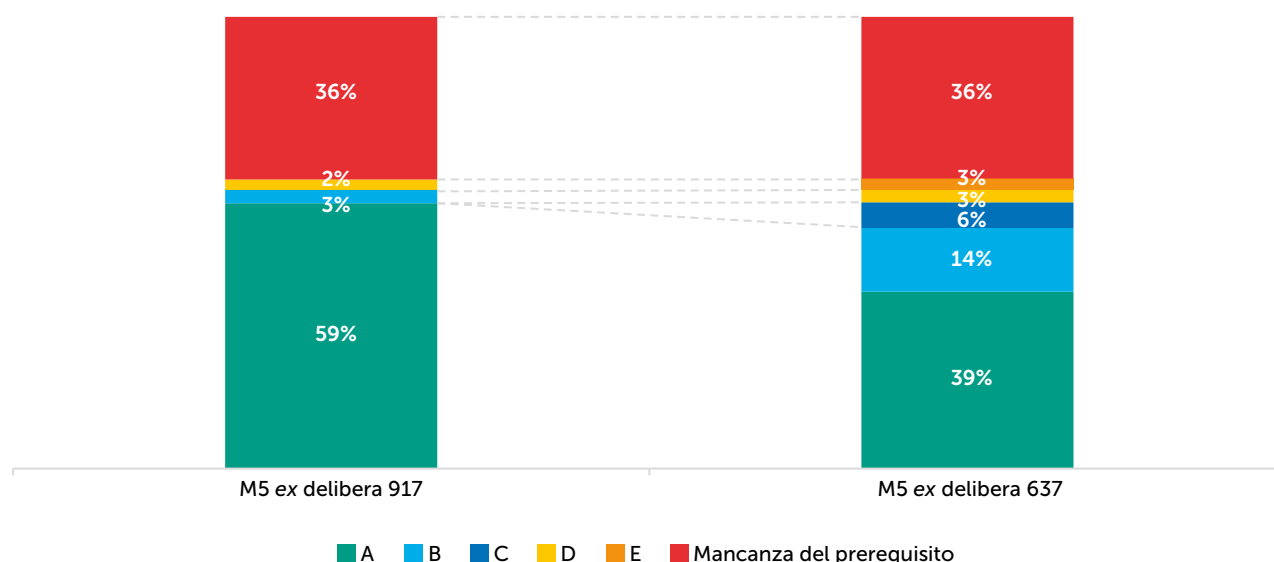
In merito al macro-indicatore in discussione, la delibera 637/2023/R/idr ha apportato sostanziali modifiche rispetto alla precedente regolazione, dal momento che sono state incrementate le classi da quattro a cinque e sono state introdotte nuove soglie di accesso alle differenti classi di merito e nuovi obiettivi di miglioramento³³. Nella seguente figura 5.32 è mostrata la distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M5, osservando sia la vista ottenuta applicando la regolazione previgente sia la vista ottenuta secondo la nuova regolazione. A fronte delle nuove previsioni, si evidenzia una riduzione delle gestioni che si collocano nella classe di mantenimento delle *performance* (classe A) rispetto a quanto previsto dalla delibera 917/2017/R/idr e un ampliamento delle gestioni che si collocano nelle classi B e C. Si segnala poi la presenza di una quota rilevante di popolazione servita da gestori che presentano problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M5 (35,8%). All'interno del *panel* considerato, si registra una piccola gestione per la quale il pertinente Ente di governo d'ambito ha dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al calcolo di M5, in aggiunta all'assenza del prerequisito legato alla conformità alla direttiva sulla gestione delle acque reflue. Le gestioni che non hanno conseguito il prerequisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE per mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 4 della citata direttiva, attinente al trattamento delle acque reflue, sono trentuno (per un totale di 15,6 milioni di abitanti serviti, distribuiti in tutte le aree geografiche, con netta prevalenza per le aree Centro e Sud e Isole). Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al trattamento dei reflui sono 185, per un totale di circa 4,4 milioni di abitanti equivalenti (AE). Considerando che nel campione è generato

³² Decreto legislativo n. 152 del 3 aprile 2006.

³³ Come previsto dal comma 18.3 dell'RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M5 non superiore al 3%; nella classe B sono incluse le gestioni con M5 non superiore al 10%; nella classe C sono incluse le gestioni con M5 non superiore al 20%; nella classe D sono incluse le gestioni con M5 non superiore al 30%, mentre nella classe E sono incluse le gestioni con M5 superiore al 30%.

un carico inquinante pari a circa 57 milioni di AE, il carico inquinante nei territori oggetto di condanna per il servizio di depurazione è pari al 7,6% del carico complessivamente generato.

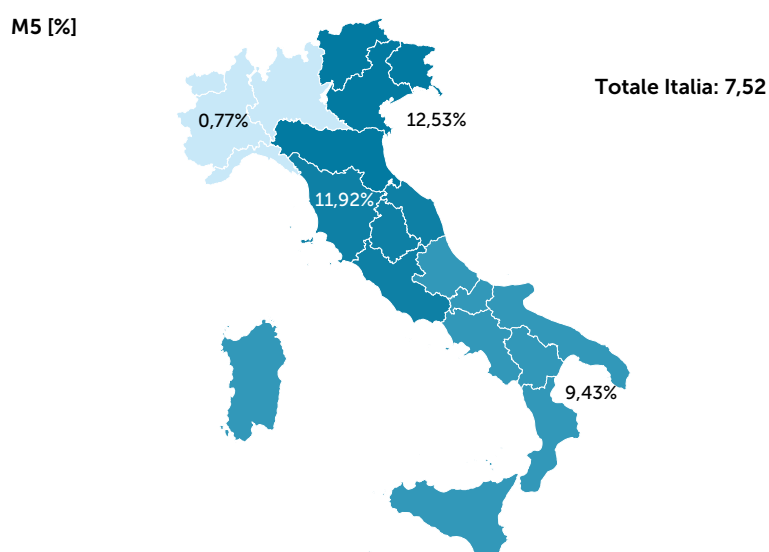
FIG. 5.32 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica ai sensi della delibera 917/2017/R/idr e della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

La seguente figura 5.33 mostra il valore medio nazionale assunto dal macro-indicatore M5, determinato per il campione considerato ai sensi della delibera 637/2023/R/idr, che risulta pari al 7,5%, in sostanza allineato al valore medio rappresentato nella figura 5.30. Si rinvencono rilevanti differenze a livello territoriale.

FIG. 5.33 Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



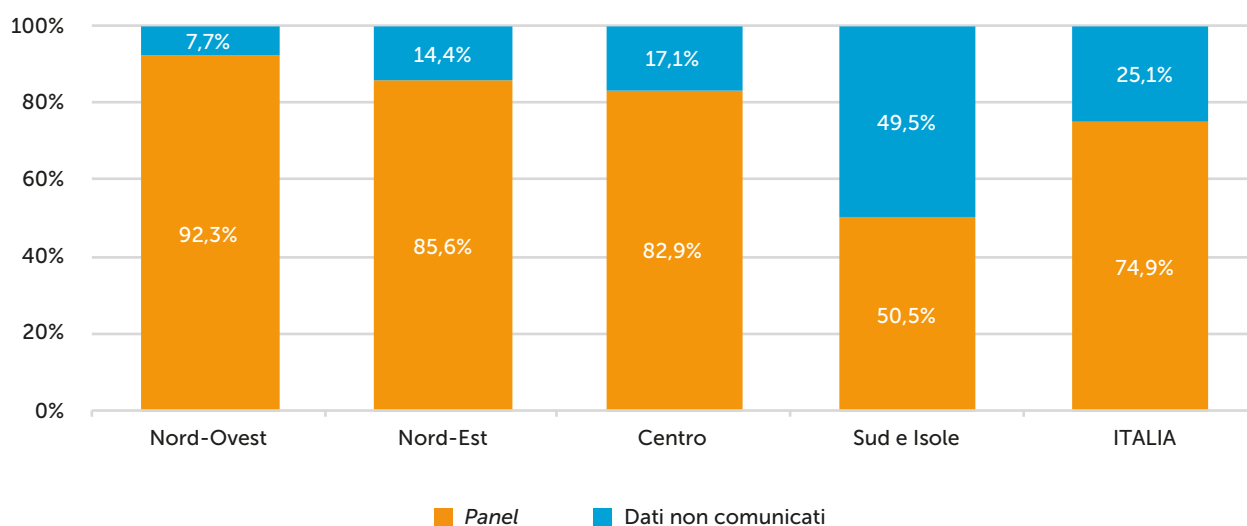
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

Qualità dell'acqua depurata

L'impianto regolatorio introdotto con l'RQTI prevede che le *performance* conseguite da ciascuna gestione in relazione alla qualità dell'acqua reflua depurata in uscita dagli impianti di depurazione siano valutate mediante il macro-indicatore M6. Detto macro-indicatore è definito come tasso di superamento, nei campioni di acqua reflua scaricata, dei limiti fissati dall'allegato 5 alla parte III del DLgs 152/2006 per i parametri della tabella 1 e, con riferimento agli impianti di depurazione recapitanti in aree sensibili o in bacini scolanti in area sensibile, per uno o entrambi i parametri di cui alla tabella 2 del medesimo decreto.

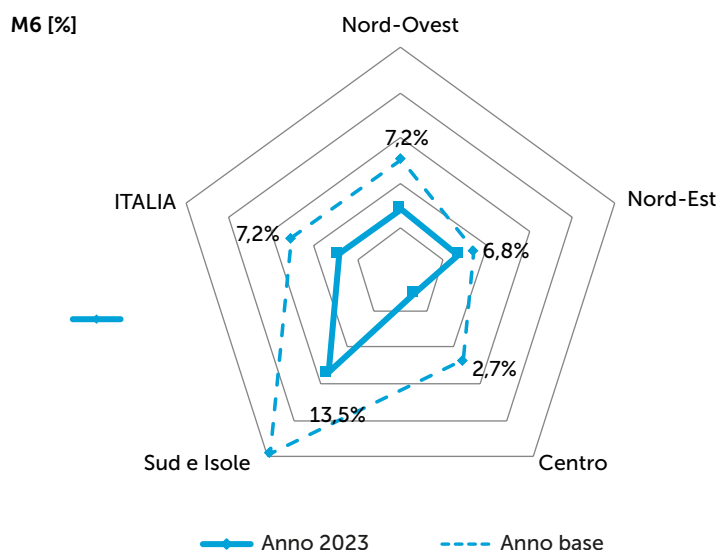
Le analisi proposte nel seguito si riferiscono ad un *panel* composto da 135 gestioni, cui corrisponde una popolazione servita pari a 43,4 milioni di abitanti, per una copertura del campione pari al 74,9% della popolazione residente italiana. La distribuzione della popolazione tra aree geografiche del Paese rispecchia sostanzialmente quanto precedentemente espresso, in particolare, per il macro-indicatore M5, con una rappresentazione maggiore per le aree geografiche del Nord e del Centro e inferiore per l'area comprensiva del Sud e delle Isole (Fig. 5.34). Il numero di gestioni considerate per il macro-indicatore M6 risulta lievemente inferiore rispetto a quello relativo al macro-indicatore M5 dal momento che alcune piccole gestioni, pur svolgendo il servizio di depurazione, non concorrono al calcolo di M6 perché gli impianti gestiti sono di potenzialità inferiore a 2000 AE oppure inferiore a 10.000 AE se recapitanti in acque costiere, secondo quanto previsto dall'RQTI stessa.

FIG. 5.34 Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Per l'anno 2023, il valore medio nazionale assunto dal macro-indicatore M6 è pari a 7,2% (Fig. 5.35). Rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2020* (anno base), si notano miglioramenti nella qualità dell'acqua depurata da parte delle gestioni localizzate in tutte le aree geografiche, seppure più accentuati nelle aree che partivano da situazioni più svantaggiate.

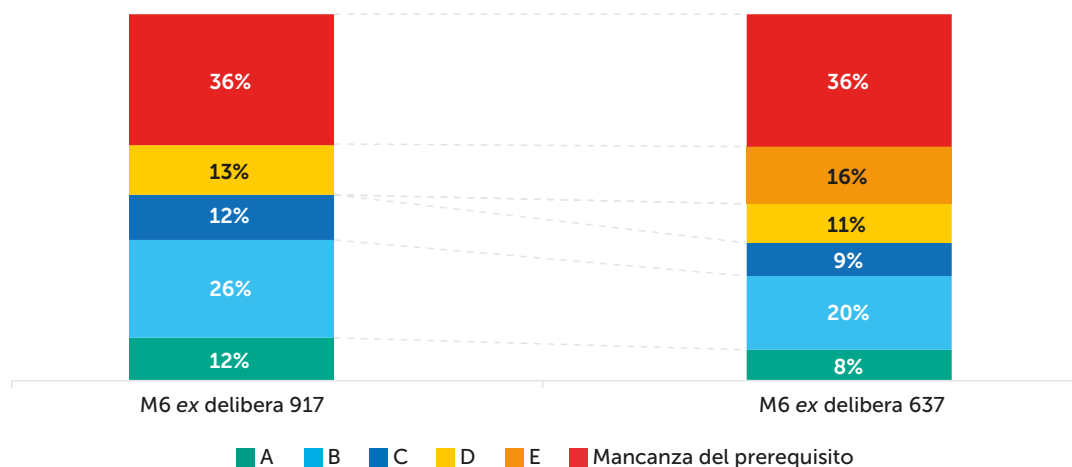
FIG. 5.35 Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Passando ora alla disamina dei dati raccolti in considerazione delle novità introdotte dalla delibera 637/2023/R/idr, nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M6³⁴ (Fig. 5.36), determinata sia ai sensi della previgente regolazione (delibera 917/2017/R/idr) sia ai sensi della nuova regolazione. Si rammenta che, per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera 637/2023/R/idr ha apportato sostanziali modifiche rispetto alla precedente regolazione, dal momento che è stata introdotta la previsione di considerare – per tutte le gestioni – i superamenti occorsi per i nutrienti, in aggiunta a quelle relative ai solidi sospesi, e alla sostanza organica e inorganica. Inoltre, sono state incrementate le classi da quattro a cinque e sono state introdotte nuove soglie di accesso alle differenti classi di merito e nuovi obiettivi di miglioramento. A fronte di tali nuove previsioni, si evidenzia una riduzione della consistenza delle gestioni in tutte le nuove classi dalla A alla D e un contestuale travaso di talune gestioni nella nuova classe E. Si segnala poi la presenza di una quota rilevante di popolazione servita da gestori che presentano problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M6, come già evidenziato per il macro-indicatore M5. All'interno del *panel* considerato, si registra una piccola gestione per la quale il pertinente Ente di governo d'ambito ha dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al calcolo di M6, in aggiunta all'assenza del prerequisito sulla conformità alla direttiva europea sulla gestione delle acque reflue. Le gestioni che non hanno conseguito il prerequisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE per mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 4 della citata direttiva, attinente al trattamento delle acque reflue, sono trentuno, ossia le medesime già descritte nel precedente paragrafo relativo al macro-indicatore M5.

³⁴ Come previsto dal comma 19.4 dell'RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M6 inferiore all'1%; nella classe B sono incluse le gestioni con M6 inferiore al 5%; nella classe C sono incluse le gestioni con M6 inferiore al 10%; nella classe D sono incluse le gestioni con M6 inferiore al 15%, mentre nella classe E sono incluse le gestioni con M6 almeno pari al 15%.

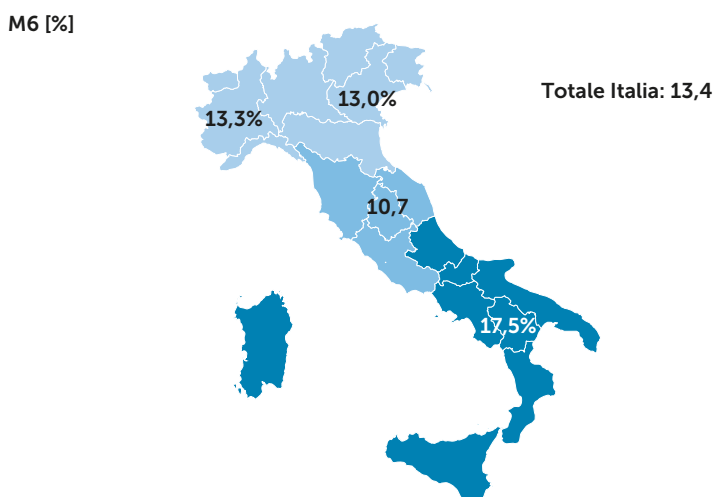
FIG. 5.36 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata ai sensi della delibera 917/2017/R/idr e della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

La seguente figura 5.37 mostra il valore medio nazionale assunto dal macro-indicatore M6, determinato per il campione considerato ai sensi della delibera 637/2023/R/idr, che risulta pari al 13,4%. Tale valore risulta in peggioramento rispetto al dato medio mostrato in figura 5.35, dal momento che sono state modificate le modalità di computazione del macro-indicatore, con previsioni più stringenti. Si confermano le differenze a livello territoriale, seppure meno marcate rispetto alla precedente modalità di rilevazione del macro-indicatore in oggetto.

FIG. 5.37 Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



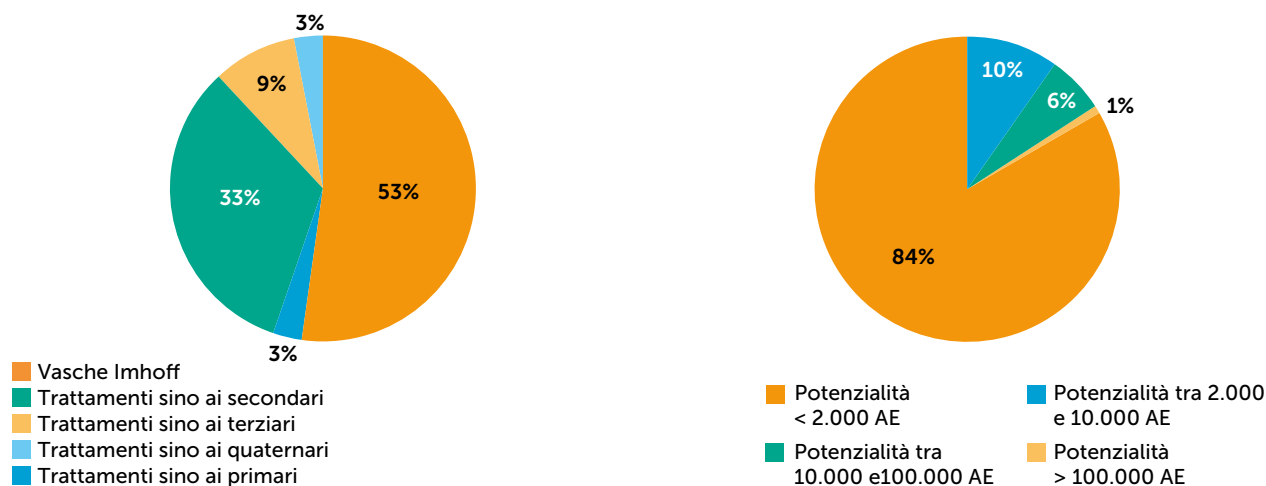
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

Altri aspetti infrastrutturali

Gli impianti di depurazione gestiti dagli operatori inclusi nel *panel* considerato sono risultati pari a 15.700; di questi, il 53% è costituito da vasche Imhoff (Fig. 5.38), mentre solo il 2% degli impianti svolge trattamenti molto avanzati. In termini di potenzialità di trattamento, l'83% del numero di impianti ha potenzialità inferiore a 2.000 AE, il

10% ha potenzialità compresa tra 2.000 e 10.000 AE, il 6% ha potenzialità inclusa tra 10.000 e 100.000 AE e circa l'1% ha potenzialità superiore a 100.000 AE, confermando i valori già illustrati nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

FIG. 5.38 Suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti e della potenzialità

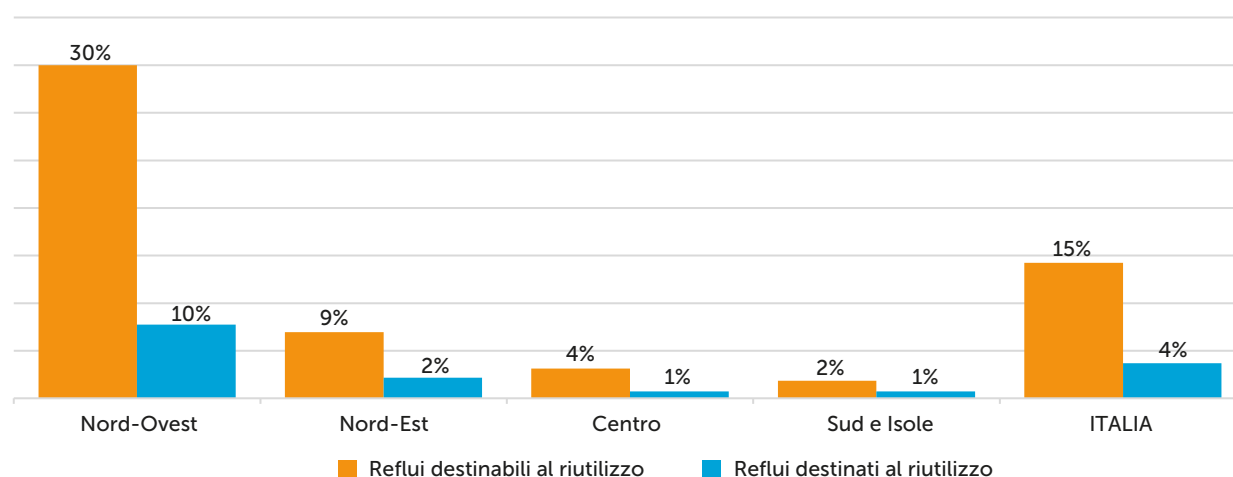


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

Nonostante l'elevata numerosità di impianti di depurazione di piccola dimensione, si evidenzia come la maggior parte del carico inquinante (espresso in AE) sia trattata da impianti dotati di un trattamento almeno secondario, con una netta prevalenza degli impianti fino ai trattamenti terziari, come già rilevato nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

Il ricorso, da parte di una quota rilevante di gestori, a tecnologie di trattamento avanzate dei reflui, presenta riflessi positivi anche in relazione al riutilizzo delle acque reflue depurate. Sulla base dei dati relativi al 2023 si evince come i volumi potenzialmente impiegabili per il riutilizzo costituiscono circa il 15% del volume complessivamente depurato, mentre i volumi effettivamente riutilizzati (principalmente per uso irriguo) si attestano a valori prossimi al 4% del volume complessivamente depurato (Fig. 5.39). I dati più recenti non mostrano ancora un significativo *trend* di crescita rispetto ai dati registrati per il 2016, sebbene si attendano miglioramenti nei tassi di riutilizzo anche in ottemperanza delle più recenti normative volte a mitigare gli effetti negativi legati al *climate change*.

FIG. 5.39 Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

In merito ai consumi energetici, infine, i dati comunicati dai soggetti competenti hanno mostrato un'incidenza attribuibile al servizio di depurazione pari al 32% del consumo di energia elettrica complessivamente impiegata per il servizio idrico integrato, corrispondente a circa 0,37 kWh per metro cubo di volume depurato e a 35 kWh per abitante equivalente trattato, sostanzialmente stabili, pur a fronte del miglioramento conseguito in relazione ai macro-indicatori del servizio di depurazione.

Esiti preliminari dell'applicazione del meccanismo incentivante RQTI per il biennio 2022-2023

Con la delibera 6 febbraio 2024, 39/2024/R/idr l'Autorità ha avviato il procedimento di applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI), che ha riguardato le *performance* dei gestori al termine del biennio 2022-2023. Analogamente all'approccio tenuto nell'ambito del procedimento relativo alle *performance* degli anni 2020-2021, la valutazione del raggiungimento o meno degli obiettivi di qualità ha riguardato i risultati cumulati al termine del biennio, come previsto dal comma 11.3 della delibera 639/2021/R/idr di aggiornamento del metodo tariffario MTI-3, e poi confermato dal comma 1.5 della delibera 637/2023/R/idr.

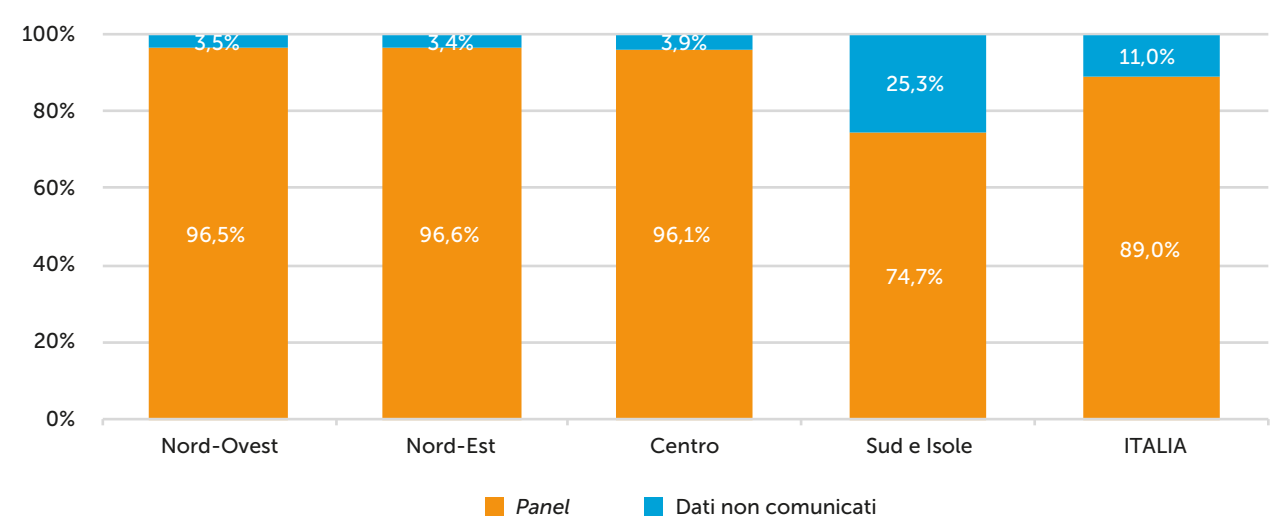
Le modalità con cui è disciplinato il meccanismo di incentivazione sono declinate, ai sensi del Titolo 7 dell'RQTI, rispetto a cinque stadi di valutazione, secondo quanto illustrato nella seguente tavola 5.1.

TAV. 5.1 Tavola sinottica degli Stadi di valutazione per la qualità tecnica del SII

STADIO	LIVELLO	FATTORE PREMIALE	FATTORE DI PENALIZZAZIONE
Stadio I	Base	posizionamento <i>ex post</i> delle gestioni che ne confermi la presenza in classe A, per ciascun macro-indicatore	mancata conferma del posizionamento <i>ex post</i> in classe A, per ciascun macro-indicatore
Stadio II	Base	posizionamento <i>ex post</i> delle gestioni a livelli che risultino migliori rispetto agli obiettivi definiti dall'Autorità, per ciascun macro-indicatore	peggioramento <i>ex post</i> delle <i>performance</i> rispetto agli obiettivi definiti dall'Autorità, per ciascun macro-indicatore
Stadio III	Avanzato	migliori tre operatori che risultino, <i>ex post</i> , nelle fasce di mantenimento dello status di cui alla classe A, per ciascun macro-indicatore	peggiori tre operatori che non confermino, <i>ex post</i> , il mantenimento dello status all'interno della classe A, per ciascun macro-indicatore
Stadio IV	Avanzato	migliori tre operatori che risultino aver conseguito, <i>ex post</i> , i miglioramenti più ampi rispetto agli obiettivi fissati, per ciascun macro-indicatore	peggiori tre operatori che risultino aver conseguito, <i>ex post</i> , le <i>performance</i> peggiori rispetto agli obiettivi fissati, per ciascun macro-indicatore
Stadio V	Eccellenza	migliori tre operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, di cui almeno uno in classe A	-

Nel biennio in considerazione, le gestioni interessate dall'applicazione del meccanismo incentivante introdotto con l'RQTI sono state 206, cui corrisponde una popolazione complessivamente servita pari a circa 51,5 milioni di abitanti, equivalenti all'89,0% della popolazione nazionale. In termini di copertura del campione, si sono rilevati tassi di risposta elevati per il Nord e il Centro, mentre si confermano carenze informative nell'area meridionale e insulare, sebbene tale dato risulti in aumento rispetto al precedente meccanismo incentivante (Fig. 5.40). Va tuttavia osservato che le gestioni che si collocano nella posizione più critica, dal punto di vista dell'attenzione alla qualità del servizio reso agli utenti, sono quelle non valutabili perché non censite, che servono circa l'11% della popolazione nazionale.

FIG. 5.40 *Gestioni interessate dall'applicazione finale del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera 181/2025/R/idr).

Nell’ambito del procedimento in parola, l’Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal meccanismo incentivante di cui al titolo 7 della RQTI, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella nota metodologica di cui all’allegato A alla delibera 17 aprile 2025, 181/2025/R/idr. Più nello specifico, alle differenti tipologie di criticità individuate sono stati collegati determinati effetti, in termini di applicazione del meccanismo incentivante, in coerenza con quanto previsto dalla regolazione della qualità tecnica, secondo quanto illustrato nella seguente tavola 5.2.

TAV. 5.2 *Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti*

MACRO-CASISTICHE	ESITO REGOLATORIO	CASISTICHE DI DETTAGLIO
Applicabilità delle penalità massime	Penalità di cui al punto 1, lettera b) della delibera 39/2024/R/IDR	Mancato invio dei dati RQTI 2022-2023 e della documentazione richiesta entro il termine massimo
		Grave incompletezza della documentazione inviata, assimilabile ad un mancato invio
Valutazioni preliminari di ammissibilità al meccanismo incentivante	Esclusione da tutti gli Stadi	Servizio non gestito
		Mancata validazione dei dati da parte dell’EGA
		Schema di convergenza
		Istanza per mancanza di prerequisite
		Istanza per eventi imprevisi e imprevedibili
		Istanza per aggregazione gestionale*
	Esclusione dalle premialità in tutti gli Stadi	Mancato invio predisposizione tariffaria nei termini previsti
		Omesso versamento componenti perequative per il servizio idrico
		Mancato rispetto dei termini perentori di invio dei dati e della documentazione di supporto per il biennio di valutazione
		Mancato invio dei dati dell’anno base entro il termine del 31 dicembre 2022

(segue)

MACRO-CASISTICHE	ESITO REGOLATORIO	CASISTICHE DI DETTAGLIO
Verifiche relative ai dati e ai documenti inviati	Esclusione dalle premialità in tutti gli Stadi	Incompletezze o incongruenze
		Registri incompleti
		Dichiarazioni non suffragate da evidenze documentali
		Richiesta di modifica dei dati successiva alla pubblicazione della nota metodologica
	Esclusione dagli Stadi I, II e IV	Esclusione dei dati dell'anno base per mancanza di confrontabilità con i dati più recenti
Ammissibilità allo stadio di eccellenza	Esclusione dalle premialità degli Stadi I, II e IV	Richiesta di modifica <i>ex post</i> dei dati dell'anno base
	Esclusione dallo Stadio V	Assenza di macro-indicatori in classe A
		Gestione non valutabile per tutti i macro-indicatori previsti

* L'esclusione riguarda la quota parte di dati afferente al gestore acquisito

Al momento della redazione della presente *Relazione Annuale* sono appena state ricevute le risposte alle comunicazioni delle risultanze istruttorie inviate puntualmente agli Enti di governo dell'ambito e ai gestori, con la descrizione di dettaglio delle criticità rilevate. A valle dell'esame delle risposte pervenute verranno pertanto definitivamente individuate le casistiche di esclusione e si procederà alla definizione delle graduatorie finali per l'attribuzione dei premi e delle penalità.

Impatto della qualità tecnica sui programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione

Come approfonditamente illustrato nelle passate edizioni della presente *Relazione Annuale*, l'Autorità, a partire dal 2020 ha prestato il proprio contributo nell'ambito dell'implementazione delle linee di finanziamento del pacchetto *Next Generation EU* rivolte al potenziamento delle infrastrutture del servizio idrico integrato, anche tramite la valutazione delle proposte di finanziamento presentate per ciascuna delle misure. Il pacchetto di misure ha visto la sua piena allocazione tra 2023 e 2024, dando inizio alla successiva fase di monitoraggio e verifica delle *milestones* dichiarate alla Commissione europea in fase di redazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR); fase che si concluderà nel corso del 2026 (ultimo anno di Piano). I finanziamenti, come noto, afferiscono a tre misure specifiche: i) M2C4-I4.1, avente a oggetto gli interventi in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza degli approvvigionamenti; ii) M2C4-I4.2, avente a oggetto gli interventi nelle reti di distribuzione dell'acqua per la riduzione delle perdite tramite la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti; iii) M2C4-I4.4, volta al sostegno di interventi per l'ammodernamento delle infrastrutture di fognatura e depurazione. A queste si aggiungono le risorse destinate dall'Asse IV del Programma operativo nazionale "Infrastrutture e Reti" 2014-2020 (PON IeR), nell'ambito del programma REACT-EU, sempre a interventi di riduzione delle perdite di rete in alcune regioni del Mezzogiorno. Il recente stanziamento, con il decreto 8 aprile 2024, n. 154 del Ministero dell'economia e delle finanze, di risorse aggiuntive per complessivi 1,024 miliardi di euro per i progetti della citata linea M2C4-I4.2 che erano risultati ammissibili nelle precedenti finestre temporali ma che non sono stati finanziati per esaurimento di fondi (formalizzato, da ultimo, con il decreto della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche n. 617 dell'11 ottobre 2024, che ha approvato la graduatoria aggiornata delle proposte di finanziamento relative all'Avviso), permetterà di contribuire alla spesa per investimenti infrastrutturali nel servizio idrico integrato poco più di 4 miliardi di euro in un arco temporale compreso tra 2021 e 2026.

Sempre nell'ambito del PNRR vanno inquadrare le recenti evoluzioni del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza del settore idrico (PNISSI), che nasce dall'implementazione di una delle riforme del Piano, la M2C4-R4.1, avente ad oggetto la *"Semplificazione normativa e rafforzamento della governance per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico"*, con l'obiettivo di *"... agire sulla normativa che regola il Piano nazionale per gli interventi nel settore idrico (legge 205/2017, articolo 1, comma 516 e seguenti), facendo del Piano nazionale lo strumento centrale di finanziamento pubblico per gli investimenti nel settore idrico ..."*. È in fase di adozione, infatti, il primo stralcio del Piano in parola (sul cui schema decreto l'Autorità ha recentemente rilasciato parere favorevole con il provvedimento del 1° aprile 2025, 145/2025/I/idr), a valle di una fase di valutazione che è stata condotta dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, con il contributo dell'Autorità per i profili di competenza, nel corso del 2024, condotta su oltre 500 proposte dal valore di 13,5 miliardi di euro. Il primo stralcio del PNISSI assegnerà risorse iniziali al settore per complessivi 954.765.360,67 euro, a sostegno di 66 interventi volti al potenziamento e all'adeguamento delle infrastrutture idriche, anche al fine di aumentare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici.

Nel campo delle politiche di sostegno del settore idrico a livello nazionale, nel 2024 sono proseguite poi le erogazioni delle risorse destinate al primo stralcio della sezione «acquedotti» del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico – adottato con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019 –, al fine di portare a compimento le attività di programmazione e realizzazione degli interventi contenuti nell'allegato 1 al richiamato DPCM, necessari alla mitigazione dei danni connessi a fenomeni di scarsità idrica, tramite il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche.

Nel corso del 2024 sono state avviate dall'Autorità le attività istruttorie inerenti agli schemi regolatori trasmessi dagli Enti di governo dell'ambito competenti per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (MTI-4), ai sensi della delibera 639/2023/R/idr, con le modalità e gli schemi tipo previsti dalla determina 1/2024 – DTAC del 26 marzo 2024. Con il suo intervento l'Autorità ha configurato nel settore una pianificazione di più ampio respiro, estendendo la durata dei Programmi degli interventi (PdI), per la prima volta a sei anni, e quella dei Piani delle opere strategiche (POS) a dodici anni, nell'ottica di consolidare un quadro di regole stabile e certo, ritenuto efficace e credibile dai vari attori presenti nel comparto idrico, ma diventa funzionale anche per ricomprendere nella pianificazione la realizzazione di grandi infrastrutture che richiedono un orizzonte di medio-lungo termine per essere completate, quali quelle legate al recepimento dei target del PNRR. Le istruttorie hanno riguardato, quindi, la verifica di coerenza di PdI e POS con gli altri atti che compongono lo schema regolatorio e con gli obiettivi di qualità tecnica previsti nel territorio di riferimento, nonché il completo e corretto recepimento, nelle richiamate pianificazioni, delle risorse stanziare dal citato pacchetto *Next Generation EU*, come richiamate all'inizio del presente paragrafo.

Nei successivi paragrafi saranno fornite le principali evidenze relative alle attività di pianificazione degli investimenti del servizio idrico integrato, risultanti dalle richiamate istruttorie inerenti agli schemi regolatori MTI-4, anche alla luce delle novità introdotte dall'Autorità in termini di misure da adottare al fine di promuovere la spesa per investimenti anche nelle grandi infrastrutture *upstream*, che per le loro caratteristiche hanno generalmente una rilevanza sovrambito ma che possono rappresentare una parte del patrimonio infrastrutturale essenziale per mitigare l'effetto dei cambiamenti climatici e per garantire la resilienza dei sistemi idrici. Tale analisi costituirà l'occasione per fornire prime evidenze dell'impatto sulla pianificazione del macro-indicatore di Resilienza idrica (M0), introdotto dall'Autorità in sede di aggiornamento della qualità tecnica avvenuto con delibera 637/2023/R/idr e per il quale il meccanismo di incentivazione troverà piena applicazione a partire dal 2026. Infine, si darà conto dell'avanzamento dell'attività di monitoraggio degli interventi ammessi al finanziamento con le risorse del

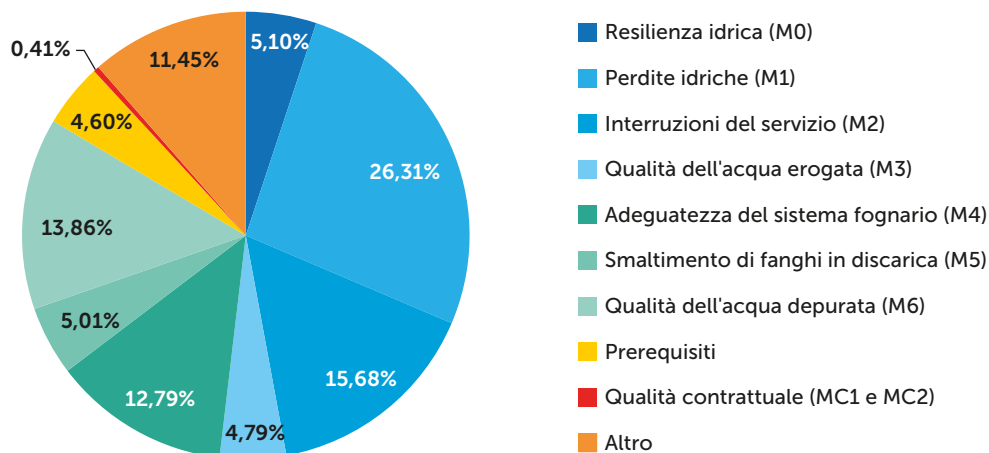
Piano nazionale, dell'assegnazione dei finanziamenti del citato pacchetto *Next Generation EU* e di quelle previste dal *Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza del settore idrico (PNISS)*.

Programmi degli interventi trasmessi e Piani delle opere strategiche ai fini delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2024-2029 (MTI-4)

L'analisi del fabbisogno di investimenti del servizio idrico integrato per il periodo 2024-2029 è stata condotta, come fatto stabilmente per le precedenti pianificazioni, a partire da un campione che include, oltre alle gestioni con Pdl rientranti in schemi regolatori approvati dall'Autorità ai sensi della delibera 639/2023/R/idr alla data del 9 maggio 2025, anche quelle con schemi regolatori non ancora approvati, ma per i quali sono state avviate da parte dell'Autorità le relative istruttorie per valutare la coerenza degli investimenti contenuti nei richiamati piani – elaborati secondo le indicazioni di cui alla determina 1/2024-DTAC – rispetto al recepimento degli obiettivi di qualità tecnica e ai piani tariffari validati e trasmessi dagli EGA competenti. Si tratta nello specifico di 154 gestioni che servono complessivamente 48.779.130 abitanti, in linea rispetto al campione del precedente anno, seppur caratterizzato da una maggiore numerosità di gestioni³⁵. Si riscontra in particolare il ritardo o la mancata trasmissione di schemi per alcune grandi gestioni del Sud Italia (in particolare in Campania, Basilicata e Sicilia) che generalmente hanno popolato le passate analisi.

La distribuzione del fabbisogno di investimenti (al lordo dei contributi) a livello nazionale, risultante per il biennio 2024-2029 dai Pdl analizzati (Fig. 5.41), conferma, anche per il quarto periodo regolatorio, il peso maggiore degli investimenti destinati alla riduzione delle perdite idriche nella pianificazione (che continuano a guidare le priorità nella pianificazione del settore sin dalle prime rilevazioni effettuate dall'Autorità nel 2019, seppur con dei distinguo, come vedremo in seguito, a livello di area geografica), anche se in misura leggermente inferiore (di un punto percentuale) alla precedente rilevazione, a discapito di una quota crescente di investimenti per la riduzione delle interruzioni, che, sfiorando il 16% diventa il secondo macro-indicatore per importanza nella distribuzione delle risorse, superando per la prima volta quello relativo al miglioramento della qualità dell'acqua depurata (M6), e delle risorse destinate.

FIG. 5.41 Distribuzione degli investimenti programmati 2024-2029



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del quarto periodo regolatorio (delibera 639/2023/R/idr).

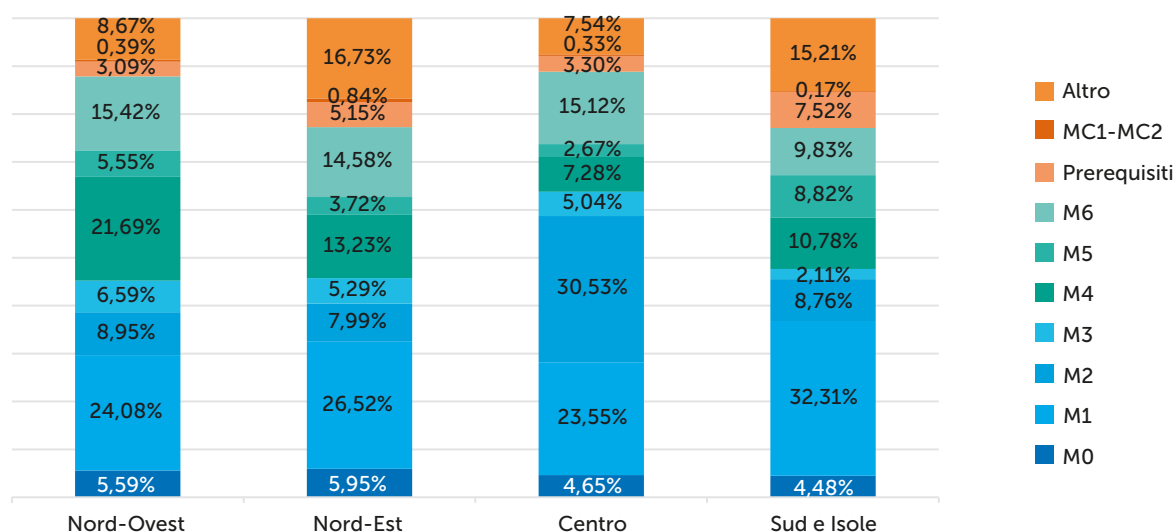
³⁵ Il campione utilizzato per le analisi condotte nel 2024 si componeva di 134 gestioni che servivano complessivamente 48.894.099 abitanti.

Gli investimenti pianificati per il miglioramento del macro-indicatore M1 si attestano al 26,31% di quelli totali programmati, superando i 7 miliardi di euro nel sessennio, mentre una quota significativa di risorse è ripartita tra gli obiettivi di riduzione delle interruzioni (4,4 miliardi), qualità dei reflui (3,8 miliardi) e adeguamento del sistema fognario (3,6 miliardi). Resta stabile intorno all'11,4% la quota di investimenti in infrastrutture del servizio idrico integrato non riconducibili direttamente a specifici obiettivi di qualità tecnica fissati dall'Autorità (in parte connessi a estensioni della copertura del servizio e all'efficientamento energetico degli impianti, o a interventi attribuiti trasversalmente a due o più macro-indicatori). Si riduce, rispetto alle scorse rilevazioni, il peso degli interventi destinati al superamento dei prerequisiti, in particolare delle situazioni di criticità negli agglomerati oggetto di condanna da parte della Corte di Giustizia europea per mancata conformità alla direttiva 91/271/CEE, di cui alle richiamate sentenze del 31 maggio 2018, causa C-251/17, e del 10 aprile 2014, causa C-85/13 (e alla più recente causa C-668/2019, nonché alla prevenzione dell'eventualità di ulteriori condanne in quegli agglomerati oggetto di infrazioni comunitarie tuttora aperte e relative alla medesima direttiva³⁶), attestandosi al 5%, dato che può essere influenzato, da un lato, dall'assenza nel campione di diverse gestioni del Sud, dall'altro, dall'avanzamento (e relativa conclusione) di alcuni degli interventi volti alla risoluzione della criticità.

La prima ricognizione degli investimenti destinati al miglioramento del macro-indicatore M0 restituisce un fabbisogno dei gestori pari a circa 1,4 miliardi di euro, equivalenti al 5,10% del fabbisogno complessivo. Si tratta prevalentemente di opere di interconnessione tra sistemi acquedottistici esistenti e con invasi, ripristino delle captazioni, realizzazione o potenziamento di condotte adduttrici, realizzazione di nuovi serbatoi e rifacimento di serbatoi in condizioni inadeguate, raddoppio di acquedotti, riuso delle acque di depurazione. Si tratta di prime valutazioni condotte in una fase di sperimentazione di tale macro-indicatore, che dovranno essere rinnovate nelle fasi successive di entrata a regime.

La distribuzione degli investimenti per area geografica (Fig. 5.42) conferma per il periodo 2024-2029 il contributo alla crescita degli investimenti per la riduzione delle perdite idriche a livello nazionale da parte delle pianificazioni del Sud e delle Isole (beneficiarie di due linee di finanziamento aventi medesimo scopo), con un peso degli investimenti destinati al miglioramento di M1, pari al 32,31%, mentre, in controtendenza rispetto alle passate ricognizioni, nel Centro Italia si riscontra un'incidenza maggiore degli investimenti volti alla minimizzazione delle interruzioni idriche, che supera il 30% del totale, soprattutto per effetto del peso rilevante degli interventi destinati al miglioramento del macro-indicatore nel territorio dell'ambito territoriale della Provincia di Roma, tra i quali sono state considerate diverse opere che interessano i sistemi di approvvigionamento legati all'Acquedotto del Peschiera. Il Nord-Ovest permane l'area nella quale si concentra invece la quota maggiore di investimenti volti all'adeguamento del sistema fognario e al miglioramento della qualità dell'acqua depurata, con un fabbisogno di investimenti destinato alle infrastrutture a valle della distribuzione che raggiunge quasi il 45%, per quasi la metà destinato al miglioramento del macro-indicatore M4, e alla prevenzione degli effetti degli eventi meteorologici estremi che potrebbero interessare il territorio (adeguamento delle portate di pioggia tramite la realizzazione di vasche, sistemazione sfioratori e reti fognarie, interventi sulle infrastrutture di gestione delle acque meteoriche). Il peso degli investimenti per M0 oscilla per tutte le aree in un piccolo intorno della media nazionale, con un'incidenza massima del 5,95% nel Nord-Est, soprattutto per la presenza di numerosi interventi di interconnessione delle condotte adduttrici e dorsali in sistemi acquedottistici di dimensione regionale.

36 Si fa riferimento in particolare alla procedura di infrazione europea 2017/2181.

FIG. 5.42 Distribuzione degli investimenti programmati 2024-2029 per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio (delibera 639/2023/R/idr).

In termini generali di servizio, il quadro nazionale, anche per le motivazioni rappresentate in premessa che saranno approfondite nel prosieguo del paragrafo con riferimento ai finanziamenti comunitari, resta orientato prevalentemente sugli investimenti pianificati nelle infrastrutture acquedottistiche (52%, senza considerare i due prerequisiti legati esclusivamente a profili della filiera acquedottistica, che hanno un peso marginale) rispetto a quelli previsti nelle reti fognarie e negli impianti di depurazione (nel complesso il 34,87%), con una forbice minima nel Nord-Ovest (dove il fabbisogno nelle fasi di fognatura e depurazione quasi si equivale a quello di acquedotto), e più ampia nel Centro Italia a favore delle infrastrutture di acquedotto, attestandosi per queste ultime al di sopra della media nazionale (63,77%).

A partire dalla *Relazione Annuale* del 2023 e, in maniera più approfondita in quella del 2024, l'Autorità ha potuto condurre prime valutazioni sul recepimento, nei Pdl, degli interventi all'epoca finanziati con i primi decreti di trasferimento delle risorse del pacchetto *Next Generation EU*, in esito alle istruttorie sull'aggiornamento dei medesimi atti di pianificazione³⁷. L'estensione dell'arco temporale degli schemi regolatori (e delle conseguenti pianificazioni) adottato con l'MTI-4, che supera il termine di conclusione del PNRR permette a partire da quest'anno di cogliere pienamente l'effetto del recepimento di tali misure³⁸, sia con riferimento alla distribuzione temporale della spesa, sia agli obiettivi a cui sono stati ricondotti finanziamenti nel sistema dei macro-indicatori di qualità tecnica.

Dalla ricognizione effettuata sui Pdl trasmessi, le risorse chiaramente riconducibili dagli Enti di governo d'ambito a interventi finanziati col pacchetto *Next Generation EU* nel periodo 2024-2029, superano i 3,6 miliardi di euro (3.633 milioni), somma di oltre cinque volte superiore a quella rendicontata nelle pianificazioni 2022-2023 (711,22 milioni di euro). Tale somma include la quota di risorse cofinanziate dalla tariffa del gestore; la quota pianificata a titolo di contributo pubblico nel medesimo periodo risulta invece pari a 2.610,83

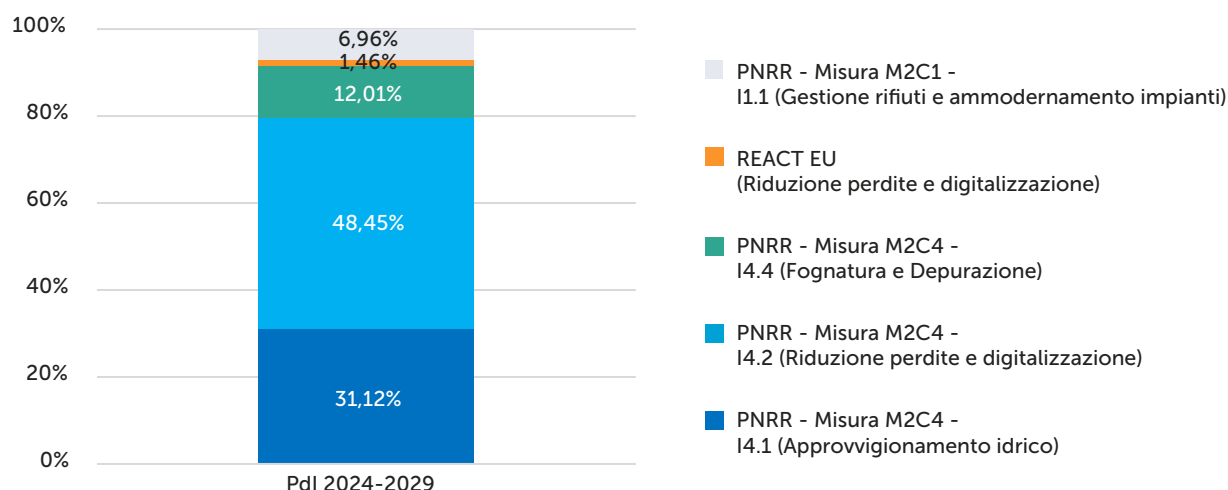
³⁷ Si tratta, nello specifico:

- per la misura M2C4-I4.1, del decreto del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti n. 517 del 16 dicembre 2021;
- per la misura M2C4-I4.2, del decreto n. 617 dell'11 ottobre 2024 della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche;
- per la misura M2C4-I4.4, del decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 262 del 9 agosto 2023.

³⁸ Si fa in ogni caso presente che il campione in analisi non contempla alcune gestioni beneficiarie dei finanziamenti in parola.

milioni di euro (circa il 65% del budget destinabile al servizio idrico integrato dalle tre linee citate). Complessivamente le risorse previste incidono per circa il 13% del fabbisogno pianificato nel sessennio 2024-2029 (con una punta del 28,08% nel 2025). Considerando anche quelle spese nel triennio 2021-2023 (poco più di 827 milioni), le risorse complessive attribuibili al pacchetto *Next Generation EU* ammontano a 4,5 miliardi di euro. L'incidenza delle quattro citate misure nei Pdl predisposti per il periodo 2024-2029 (rappresentata in figura 5.43) vede una prevalenza degli interventi finanziati con le due linee che interessano le infrastrutture acquedottistiche (che coprono quasi l'80% del totale, con circa 2,9 miliardi di euro) rispetto alle altre due misure, con una quota residuale di risorse legate al REACT-EU, in ragione del fatto che la conclusione dei relativi finanziamenti era prevista nel 2023. È stato inoltre possibile apprezzare nei Pdl la presenza di risorse (per 252 milioni di euro) oggetto della misura M2C1-I1.1 (Realizzazione nuovi impianti di gestione rifiuti e ammodernamento di impianti esistenti), nella misura in cui sono state destinate a impianti innovativi per il trattamento e lo smaltimento dei fanghi di depurazione.

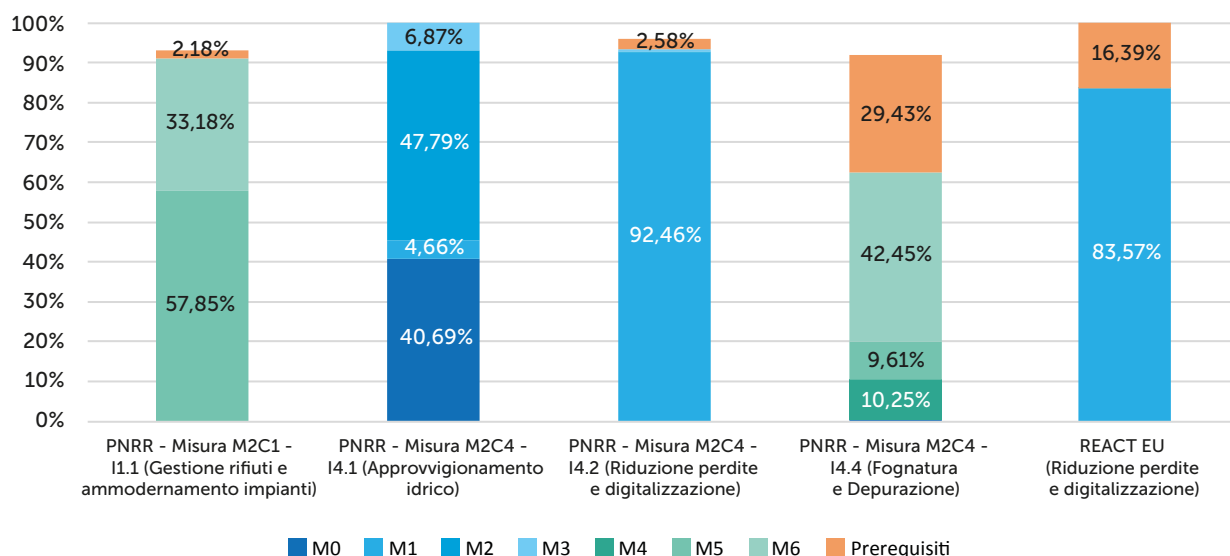
FIG. 5.43 Interventi PNRR e REACT-EU recepiti nelle pianificazioni 2024-2029 (ripartizione percentuale per linea di finanziamento)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio (delibera 639/2023/R/idr).

Con riferimento ai macro-indicatori di qualità tecnica sottesi agli interventi oggetto di finanziamento per le misure descritte (riportati nella figura 5.44), emerge come la quota preponderante di finanziamenti è stata ricondotta da gestori ed Enti di governo d'ambito competenti a obiettivi di riduzione delle perdite idriche (complice la presenza di due linee specificamente dedicate a tale scopo), che con 1,7 miliardi di euro coprono quasi il 50% (47,47%) di quelle complessive; seguono i finanziamenti attribuiti alla riduzione delle interruzioni (548,8 milioni, pari al 15,10% del totale) e quelli afferenti ad incrementare la resilienza dei sistemi idrici, intercettati dal nuovo macro-indicatore M0 (460,96 milioni, pari al 12,69%), concentrati prevalentemente nella misura M2C4-I4.1 di sicurezza degli approvvigionamenti ma anche, in quota residuale nella misura M2C4-I4.4, relativamente a interventi su impianti di depurazione finalizzati all'obiettivo di riuso delle acque reflue. Ai macro-indicatori delle fasi di fognatura e depurazione sono state ricondotte complessivamente il 13,82% delle risorse (501,92 milioni di euro), allocate nelle misure M2C1-I1.1 e M2C4-I4.4, mentre si rileva una quota consistente di finanziamenti legati al superamento dei prerequisiti (187,98 milioni), non solo nella misura che insiste sulle infrastrutture di fognatura e depurazione (dove l'obiettivo principale della linea era d'altronde quello di rendere conformi gli abitanti equivalenti degli agglomerati in procedura di infrazione e condanna), ma anche, seppure in quota minoritaria, nelle altre linee acquedottistiche (trattandosi comunque di interventi funzionali all'incremento del livello di misura dei consumi e di conoscenza dei parametri di funzionamento degli impianti).

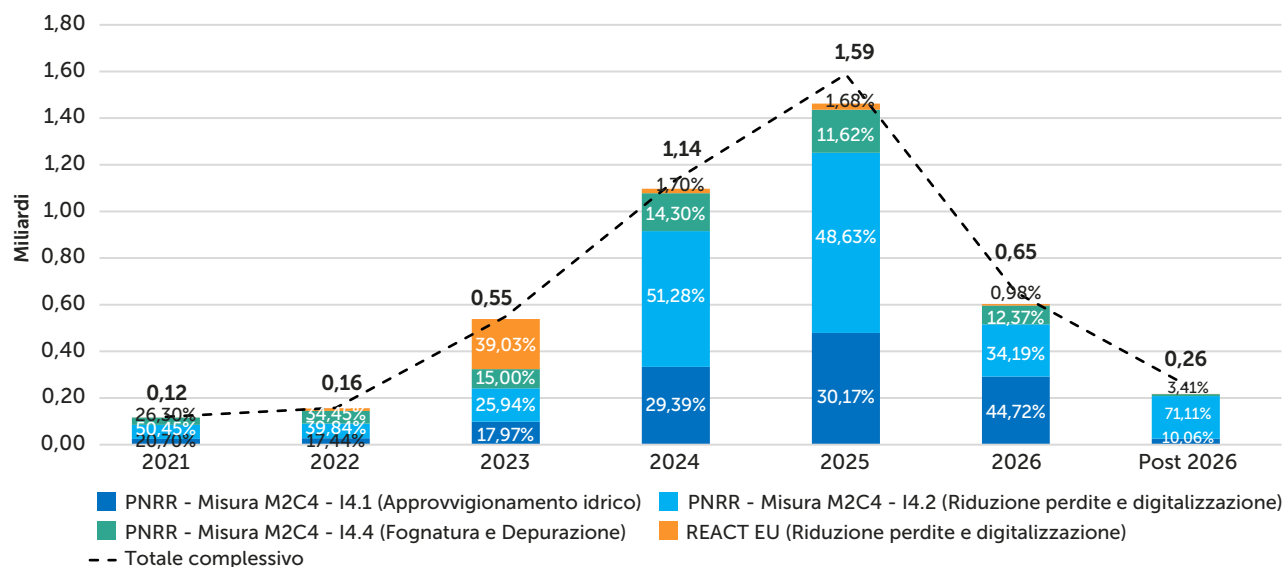
FIG. 5.44 Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2024-2029 e relativi all'implementazione delle misure PNRR/REACT, per macro-indicatore (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio (delibera 639/2023/R/idr).

Per quanto attiene infine allo sviluppo temporale delle spese previste dai finanziamenti in esame (illustrato nella figura 5.45), si può notare, come prevedibile, che a parte i fondi del REACT, che hanno trovato pressoché totale esaurimento nel 2023, per tutte le altre linee i flussi di spesa crescono nei primi anni, fino a toccare un picco nel 2025, anno in cui sono previsti circa 1,6 miliardi di spesa (per la quasi la metà destinati alla misura M2C4-I4.2, che è stata quella più corposa per le gestioni del servizio idrico integrato), per poi diminuire fino a toccare quote residuali nel 2029. Questa tendenza dovrà essere naturalmente oggetto di affinamento in occasione del prossimo aggiornamento biennale del metodo tariffario, nel quale saranno disponibili i dati consuntivi degli investimenti per gli anni 2024 e 2025.

FIG. 5.45 Sviluppo delle spese riconducibili alle misure PNRR/REACT nel periodo 2021-2029 (in miliardi di euro)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio (delibera 639/2023/R/idr).

La trasmissione delle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio offrono l'occasione per affinare le analisi in merito all'utilizzo e aggiornamento, anche alla luce dei finanziamenti comunitari ricevuti dai gestori, del Piano delle opere strategiche (POS), che giunge al secondo periodo regolatorio di attuazione (con estensione temporale al 2035), al fine di compiere una valutazione sulla capacità (e sulla possibilità) dei gestori e degli Enti di governo dell'ambito di adottare pianificazioni di medio-lungo termine, anche in considerazione dalla disponibilità di fonti di finanziamento (da tariffa e da contributo pubblico).

Nelle prime approvazioni delle predisposizioni tariffarie MTI-4 per il periodo regolatorio 2024-2029, avvenute nel 2024 e nei primi mesi del 2025, gli Enti di governo d'ambito hanno qualificato come "strategiche" nei rispettivi POS una serie di opere finalizzate principalmente:

- al raddoppio di sistemi acquedottistici di rilevanza regionale e sovrambito;
- alla messa in sicurezza e/o al riordino di sorgenti, nonché alla realizzazione di nuovi impianti di potabilizzazione;
- alla realizzazione di grandi adduttrici e dorsali provenienti da invasi e di interconnessioni finalizzate al completamento di anelli acquedottistici;
- alla realizzazione di vasche di accumulo, alla riduzione dei carichi di scolmatori e in generale a interventi di adeguamento delle portate di pioggia;
- alla realizzazione di impianti di essiccamento e di valorizzazione e recupero di risorse dai fanghi di depurazione;
- alla costruzione di nuovi impianti di depurazione e alla sostituzione di impianti vetusti, nonché al completamento dei collegamenti di agglomerati con oltre 2.000 A.E. a impianti di depurazione esistenti come richiesto dalla direttiva 91/271/CEE in materia di acque reflue.

Il fabbisogno di opere strategiche complessivamente espresso dal campione di Piani analizzati, espresso nei sei anni del periodo regolatorio attuale (2024-2029), al lordo delle previsioni in ordine alla disponibilità di fondi pubblici, risulta di circa 11,98 miliardi di euro, pari, in termini *pro capite*, a 245,62 euro/abitante (il 78,91% del totale per l'intero arco temporale 2024-2035 dei Piani), denotando complessivamente un sempre maggiore ricorso a pianificazioni di medio-lungo termine da parte di EGA e gestori. Tale incremento è spinto soprattutto dal valore espresso, nel medesimo periodo, dal Nord-Ovest (411,81 euro/abitante). A livello di servizi, le opere contenute nei POS censiti restano concentrate, in tutti gli anni di vigenza del POS, prevalentemente nella fase di approvvigionamento e distribuzione (55,93% del fabbisogno totale a livello nazionale). Analogamente a quanto è stato rilevato nelle precedenti analisi, anche in questo caso il pieno recepimento delle linee di finanziamento del PNRR ha avuto un impatto non trascurabile nella distribuzione delle risorse.

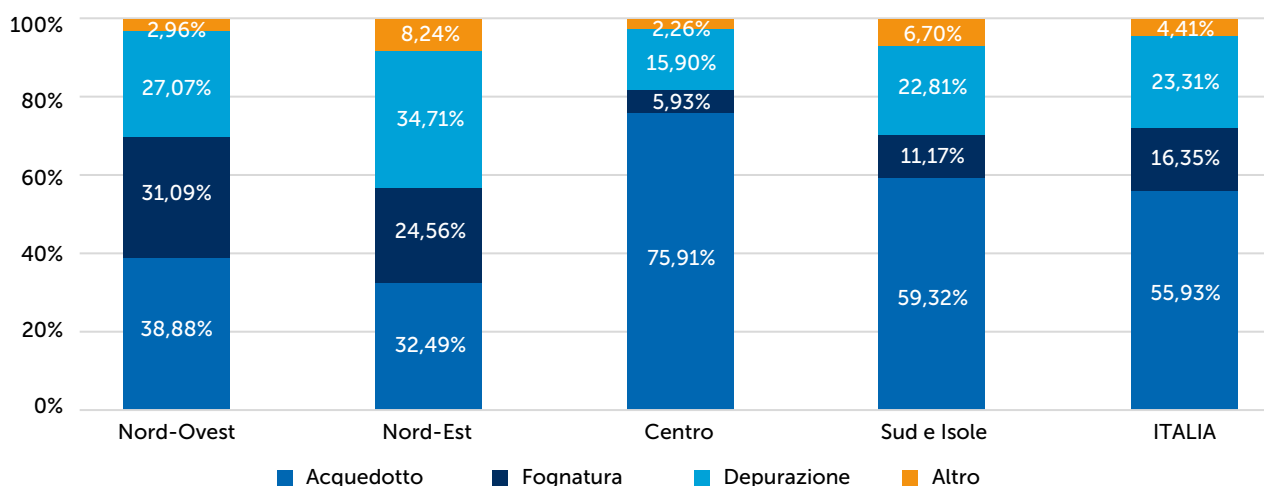
Il fabbisogno complessivo per il periodo 2024-2035, pari a 311,28 euro/abitante (trainato soprattutto dall'area del Centro Italia, nella quale è stato espresso un potenziale di investimenti di 498,96 euro/abitante nel medesimo periodo), seppure in aumento rispetto alla precedente ricognizione 2020-2027 (249,11 euro/abitante), sconta l'effetto di considerare un orizzonte temporale di pianificazione più ampio; infatti, in termini di investimento *pro capite* annuo, il dato risulta in calo rispetto al precedente periodo regolatorio. Ciò potrebbe essere spiegato da alcune situazioni di incertezza che stanno emergendo in merito all'approssimarsi della scadenza degli affidamenti originariamente attribuiti, anche a gestori unici d'ambito, in taluni territori, e le perduranti inerzie nell'avvicendamento tra gestori (e attenzionate dall'Autorità nelle più recenti Relazioni di monitoraggio degli assetti del settore³⁹), che potrebbero avere scoraggiato in alcuni casi il ricorso a pianificazioni di più lungo termine da parte

³⁹ Si rimanda, a tal proposito, alle valutazioni contenute nel Volume "Attività Svolta", della presente *Relazione Annuale*, Capitolo "Assetti locali e rapporti istituzionali".

di EGA e gestori (si segnalano i valori delle aree del Nord-Ovest e Nord-Est, in parte interessate da queste situazioni, che sono i più bassi rispettivamente con 229 euro/abitante e 254,16 euro/abitante).

Analizzando il dettaglio per area geografica (Fig. 5.46), la distribuzione delle risorse del POS nel periodo 2024-2035 mostra una netta distinzione tra le Regioni del Nord, nelle quali le opere destinate alle infrastrutture di fognatura e depurazione hanno un peso complessivamente superiore a quelle di approvvigionamento e distribuzione (59,27% nel Nord-Est), e quelle del Centro e del Sud Italia, con percentuali di investimenti attribuiti a obiettivi di miglioramento dei sistemi acquedottistici rispettivamente del 75,91% e del 59,32%.

FIG. 5.46 *Distribuzione per aree geografiche del fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per il periodo 2024-2029, e ripartizione per servizio*



Fonte: Distribuzione per aree geografiche del fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per il periodo 2024-2029, e ripartizione per servizio.

Per quanto riguarda, infine, la distribuzione delle opere sottostanti a ciascun intervento che l'Ente di governo dell'ambito prevede di realizzare all'interno del relativo Pdl per il raggiungimento di ciascun obiettivo di qualità tecnica (utilizzando come proxy per la categorizzazione di tali opere quella della tipologia di cespiti, secondo la classificazione rivista e maggiormente declinata dall'Autorità in sede di definizione del metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio), i primi approfondimenti condotti con riferimento al sessennio 2024-2029 hanno restituito le seguenti principali evidenze (rappresentate nella figura 5.46):

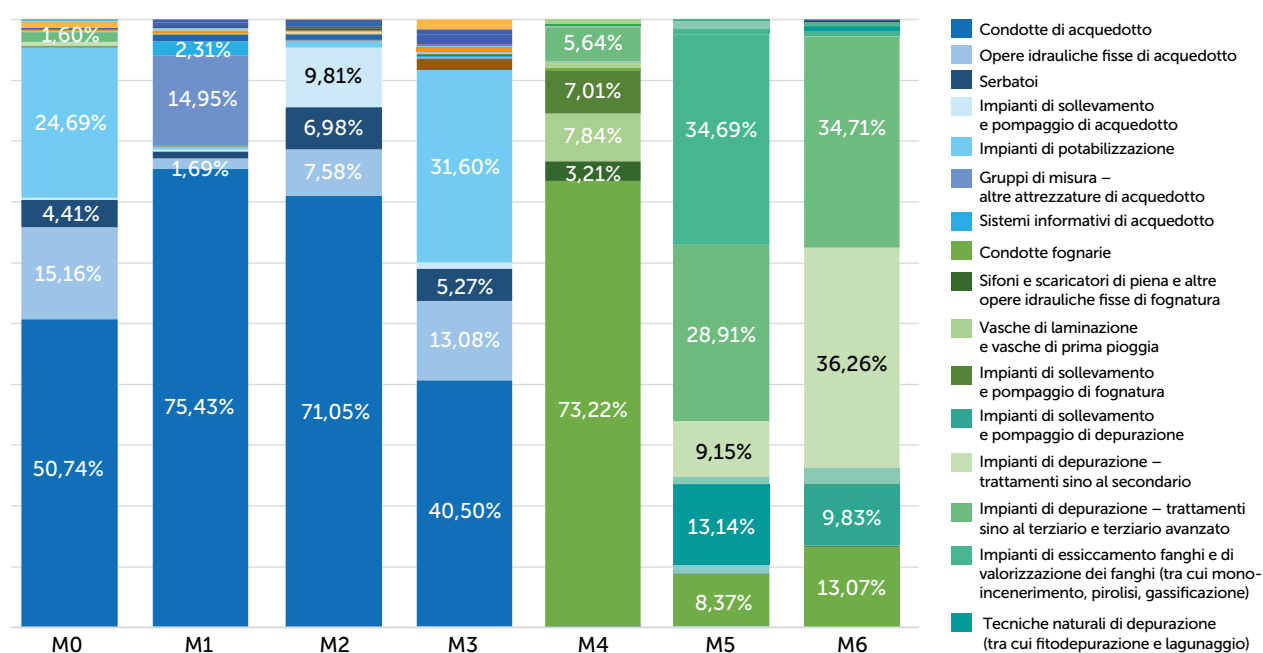
- gli interventi sulle condotte (sostituzione e risanamento delle reti di distribuzione, realizzazione e rifacimento di adduttrici, opere di interconnessione, estensione e adeguamento delle reti fognarie, realizzazione e risanamento di collettori) rimangono la quota principale di fabbisogno nel servizio idrico integrato (complessivamente 13 miliardi di euro);
- l'incidenza del cespiti delle condotte di acquedotto è significativa anche con riferimento al nuovo macro-indicatore M0 (50,74%), interessando interventi di interconnessione dei sistemi acquedottistici e di realizzazione di grandi adduttrici; sempre con riferimento al macro-indicatore sono stati qualificate le opere idrauliche, i serbatoi, gli impianti di potabilizzazione e anche gli impianti di depurazione con trattamenti sino al terziario e terziario avanzato, nella misura in cui sono funzionali a garantire il riutilizzo delle acque reflue depurate, mentre i nuovi cespiti sulle dighe hanno un'incidenza ancora residuale (1,40%), anche in ragione della natura sperimentale dell'indicatore sovraordinato M0b;
- per la riduzione delle perdite è confermata l'incidenza non trascurabile del potenziamento degli strumenti di misura e monitoraggio (installazione e sostituzione di misuratori di processo e di utenza, incluse le sperimen-

tazioni di *smart meters*), ricomprendendo in questa categoria anche le opere di distrettualizzazione della rete idrica, e la presenza dei sistemi informativi e delle opere di telecontrollo e teletrasmissione, anche per effetto del recepimento dei primi interventi di digitalizzazione ammessi a finanziamento con le risorse del REACT-EU e del PNRR; nel complesso tali opere costituiscono il secondo cespite per dimensione del fabbisogno ricondotto al macro-indicatore M1 (17,26%);

- con riferimento agli obiettivi di riduzione delle interruzioni idriche (macro-indicatore M2) e al miglioramento della qualità dell'acqua erogata (macro-indicatore M3) assumono rilievo gli interventi sulle opere idrauliche (sorgenti, pozzi e altri impianti di captazione) e di adeguamento, potenziamento e realizzazione di serbatoi, nonché di impianti di sollevamento e pompaggio, oltre agli impianti di potabilizzazione, che pesano *anche nel periodo regolatorio 2024-2029* per oltre un terzo del fabbisogno di investimenti legato al macro-indicatore M3 (riferito a interventi di potenziamento degli impianti di potabilizzazione e/o di singoli trattamenti, quali per esempio disinfezione, filtrazione, addolcimento);
- con riferimento alla riduzione dello smaltimento dei fanghi in discarica (macro-indicatore M5), la quota principale di fabbisogno interessa impianti di essiccamento – termico, solare, bioessiccamento – e valorizzazione, a volte integrati (per esempio con la presenza di sistemi di cogenerazione di energia elettrica/calore, produzione di biometano), e impianti di trattamento sino al terziario e terziario avanzato (finalizzati anche al successivo recupero di fosforo e nutrienti), questi ultimi in netta crescita rispetto al periodo regolatorio precedente, con un'incidenza del 28,91%, a discapito di un calo del peso degli impianti di depurazione con trattamenti inferiori; infine, per quanto riguarda il miglioramento della qualità dell'acqua depurata (M6), si conferma l'equilibrio tra interventi su impianti di trattamento terziario e terziario avanzato (34,71%).

Per quanto riguarda la distribuzione degli investimenti per tipologia di opera, si sottolinea infine una crescita del peso delle opere di nuova realizzazione nelle pianificazioni rispetto alle precedenti ricognizioni (46%) anche in questo caso per effetto della maggiore incidenza di questa tipologia nel Centro Italia (53,79%); le opere di sostituzione e manutenzione calano al 53,39% (con un picco di incidenza nell'area del Sud e delle Isole, pari al 61,13%).

FIG. 5.47 Interventi principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario, nel periodo 2024-2029 (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio (delibera 639/2023/R/idr).

Stato delle erogazioni relative al primo stralcio della sezione “acquedotti” del Piano nazionale

Nel corso del 2024 l'Autorità, avvalendosi del supporto di CSEA per le proprie verifiche, ha proseguito l'attività di monitoraggio sullo stato di avanzamento degli interventi ammessi a finanziamento nel primo stralcio della sezione «acquedotti» del *Piano nazionale di interventi nel settore idrico* – adottato con DPCM, 1° agosto 2019, ai sensi del comma 516 della legge 205/2014⁴⁰ –, secondo le modalità previste dalla delibera 425/2019/R/idr, come integrata dalla delibera 58/2021/R/idr. Le analisi del presente paragrafo tengono conto degli esiti delle verifiche condotte in merito al raggiungimento del limite dell'80% di spesa dei progetti finanziati (punto 1 del comma 8.1 della richiamata delibera 425/2019/R/idr), per quegli interventi che sono stati oggetto di intimazione ai sensi delle delibere 633/2021/R/idr, 95/2022/R/idr, 417/2022/R/idr e 428/2022/R/idr⁴¹, nonché degli effetti sulla rimodulazione del Piano dell'implementazione di alcune linee di finanziamento del PNRR⁴².

Rispetto al quadro illustrato nella *Relazione Annuale* 2024, l'Autorità ha quindi provveduto, ai sensi del comma 2.5 e nei termini del comma 4.1 della delibera 425/2019/R/idr, ad autorizzare l'erogazione di ulteriori 5.091.458,09 di euro (di cui 371.458,09 euro autorizzati nel 2024 e 4.720.000 euro nel mese di febbraio del corrente anno⁴³). Di conseguenza, l'importo complessivo delle risorse autorizzate all'erogazione a partire dall'adozione della sezione “acquedotti” del Piano nazionale (comprensivo degli acconti e delle quote successive) ammonta a 56.033.666,16 euro, pari all'84,29% del finanziamento totale stanziato, come aggiornato a valle delle modifiche precedentemente richiamate⁴⁴.

Alla luce delle considerazioni riportate, nella figura 5.48 è rappresentato lo stato dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale al mese di maggio 2025, distinto per area geografica. Avendo le erogazioni riguardato unicamente progetti localizzati nelle Regioni Campania e Sicilia, l'area del Sud e delle Isole è l'unica per cui si rileva un avanzamento rispetto alla precedente *Relazione Annuale*, ferma restando la conclusione dei finanziamenti per il Nord-Ovest.

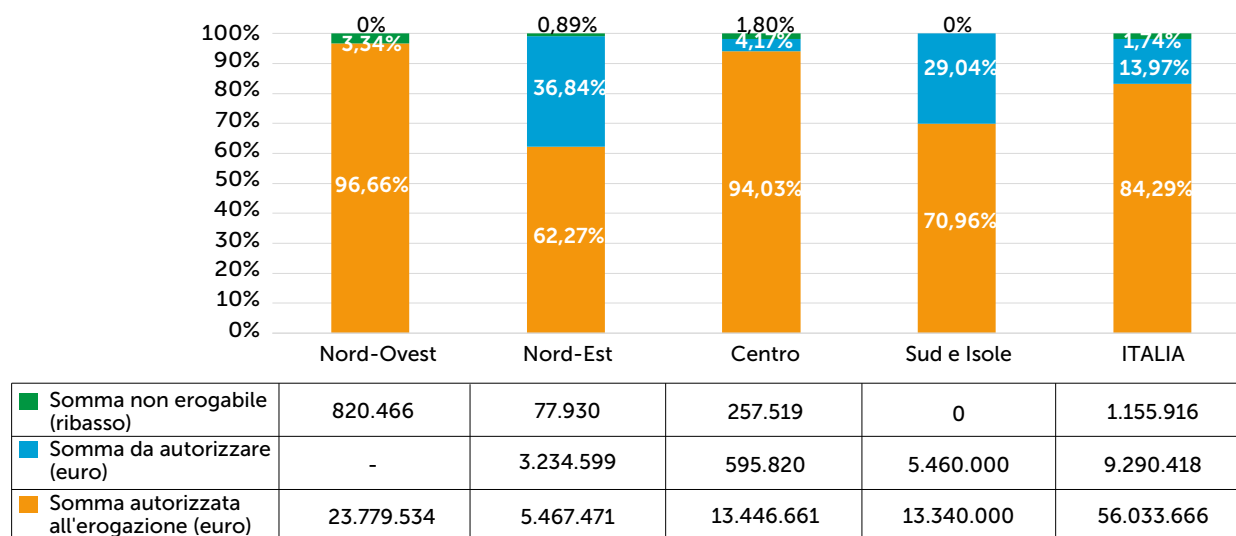
40 Per la trattazione delle fasi che hanno portato alla definizione del primo stralcio della sezione «acquedotti» del Piano nazionale e all'adozione del DPCM 1° agosto 2019 si rimanda alla *Relazione Annuale* 2020.

41 In particolare, per due dei progetti interessati dall'intimazione (gli interventi nn. 25 e 26, localizzati nell'ambito territoriale di Catania) l'Autorità, riscontrando il mancato raggiungimento del limite di spesa dell'80% entro il termine previsto (30 novembre 2022), aveva proceduto, con le delibere 191/2023/R/idr e 192/2023/R/idr, alla revoca del finanziamento per i due interventi, deliberando contestualmente l'obbligo per i soggetti realizzatori di restituzione delle quote già erogate e l'esclusione dei medesimi dai successivi aggiornamenti del Piano nazionale. Per approfondimenti sulle citate delibere di intimazione si rimanda al Volume II delle *Relazioni Annuali* 2022 e 2023.

42 Si fa riferimento nello specifico al trasferimento alla contabilità della linea M2C4-I4.1 del PNRR dell'intervento n. 10 del gestore Veritas S.p.A., cui erano state originariamente assegnate risorse per 8,2 milioni di euro e per il quale l'Autorità aveva erogato in forma di acconto 1.680.000 euro.

43 Per il dettaglio dei provvedimenti di interesse per quanto riguarda le autorizzazioni si veda il Volume II della presente *Relazione Annuale*.

44 Per effetto di tali modifiche, le risorse attualmente stanziate per il primo stralcio di Piano ammontano a 66.480.000 euro.

FIG. 5.48 Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2025)

Fonte: ARERA, elaborazione su informazioni trasmesse in risposta alla circolare 10/2020/IDR di CSEA, ai sensi del comma 5.3 della delibera 425/2019/R/idr.

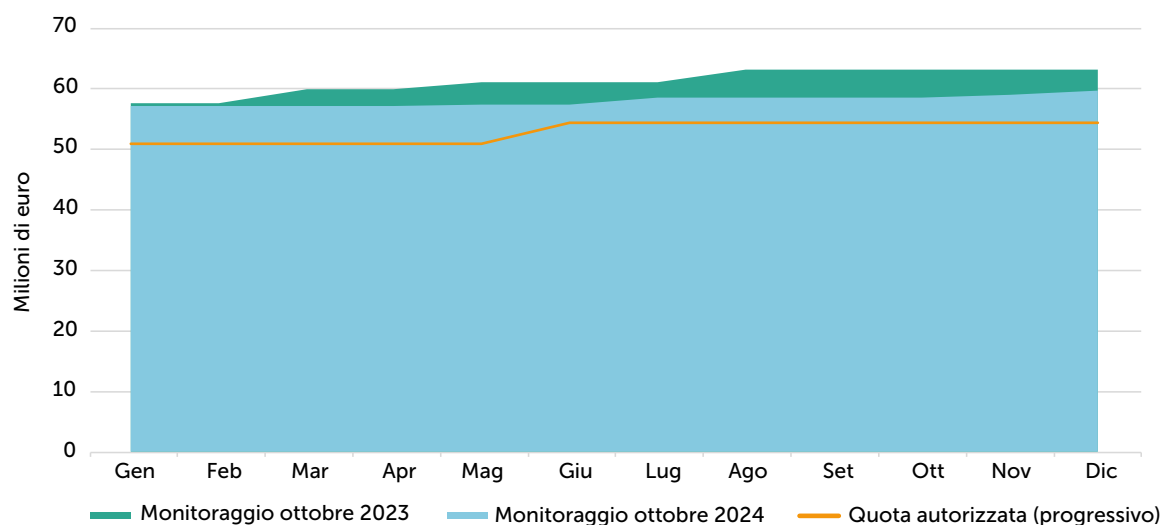
Le autorizzazioni del 2024 e dei primi mesi del 2025 hanno determinato la conclusione del finanziamento per ulteriori tre interventi inclusi nell'elenco (nello specifico i due interventi localizzati in Campania nel Distretto di Napoli Volturno, nn. 19 e 20, e l'intervento n. 22 nella Regione Sicilia), portando in totale a 17 (sui 26 totali) gli interventi che hanno esaurito il finanziamento stanziato dal richiamato DPCM 1° agosto 2019, previsto per questi ultimi in complessivi 49.150.000 euro. Gli ultimi interventi conclusi non sono stati oggetto di ribasso in fase di rendicontazione delle quote finali; pertanto, le economie di spesa attestates rimangono complessivamente pari a 1.155.916 euro, pari all'1,74% del finanziamento. A livello aggregato, oltre alla prima quota in acconto, sono state finora autorizzate all'erogazione ulteriori quote di finanziamento per complessivi 40.033.666,16 euro.

Il comma 5.3 della richiamata delibera 425/2019/R/idr, come modificato dalla delibera 58/2021/R/idr, prevede che, entro il 31 maggio e il 31 ottobre di ciascun anno, nonché a corredo di ciascuna richiesta di erogazione dei fondi, l'Ente di riferimento, avvalendosi dell'Ente di governo dell'ambito laddove differente, sia tenuto a "infor-
ma[re] l'Autorità e CSEA sullo stato di avanzamento dell'intervento finanziato, aggiornando il cronoprogramma finanziario e segnalando eventuali criticità (ritardi nella realizzazione) o variazioni del progetto di carattere tecnico o economico"⁴⁵. In occasione dei due aggiornamenti previsti nel corso del 2024 e, in particolare, nell'ambito del più recente monitoraggio – tenutosi tra i mesi di ottobre e novembre –, si conferma l'avanzamento dei progetti finanziati registrato nel periodo precedente, con una forbice, ridotta rispetto alla precedente analisi, e inferiore ai quattro milioni di euro, tra la spesa effettiva rendicontata alla fine del 2024 (con la precisazione che l'ultimo trimestre dell'anno assume ancora un valore previsionale) e le previsioni di spesa indicate dagli Enti di riferimento per il medesimo periodo nel precedente monitoraggio del 2023.

Analogamente alle ultime rendicontazioni, la differenza tra i due citati cronoprogrammi (rappresentata dalla figura 5.49) è da attribuirsi, da un lato, al permanere di criticità che hanno determinato, per alcuni progetti, il protrarsi dei ritardi registrati nei mesi precedenti, dall'altro al verificarsi di economie di spesa (per lo più ribassi di gara) nelle rendicontazioni dei progetti conclusi o prossimi alla conclusione.

⁴⁵ Il monitoraggio viene effettuato utilizzando l'apposita modulistica predisposta da CSEA con la richiamata circolare 10/2020/idr per trasmettere la documentazione attestante le previsioni di avanzamento mensile del livello di spesa relativo a ciascuno dei rispettivi interventi finanziati.

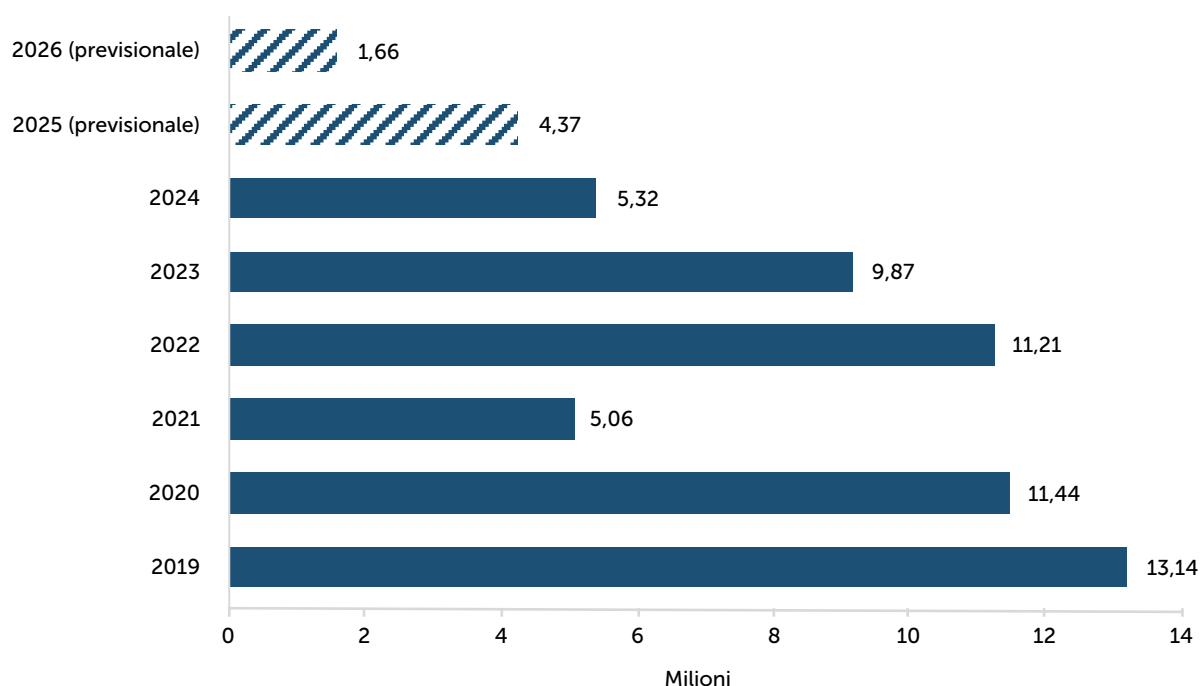
FIG. 5.49 Spesa cumulata del Piano nazionale sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari a ottobre 2024 e confronto con le previsioni di spesa trasmesse a ottobre 2023



Fonte: ARERA, elaborazione su informazioni trasmesse in risposta alla circolare 10/2020/IDR di CSEA, ai sensi del comma 5.3 della delibera 425/2019/R/idr.

Il livello di erogazioni autorizzate nel 2024 evidenzia un *trend* in contrazione rispetto agli anni precedenti, per via della conclusione di diversi interventi e finanziamenti. Con riferimento alle previsioni di erogazione, secondo il cronoprogramma trasmesso all'Autorità da parte di CSEA a valle dell'ultimo monitoraggio di ottobre 2024, nel 2025 sono ipotizzate le autorizzazioni conclusive degli interventi ancora in corso, salvo probabili slittamenti al primo semestre 2026, che dovrebbero portare complessivamente ad erogare, tenendo conto delle economie di spesa, circa il 93,36% del finanziamento totale previsto dal Piano, come da figura 5.50.

FIG. 5.50 Stato delle erogazioni per anno di autorizzazione e previsione 2025 e 2026



Fonte: ARERA, elaborazione su informazioni trasmesse in risposta alla circolare 4/2021/IDR di CSEA, ai sensi del comma 5.3 della delibera 425/2019/R/IDR, e cronoprogramma delle erogazioni di spesa trasmesso all'Autorità da CSEA.

Linee di finanziamento previste dal pacchetto *Next Generation EU* e prime evidenze dal Piano nazionale degli investimenti per la sicurezza del sistema idrico (PNISSI)

Nel presente paragrafo il quadro aggiornato (in termini di risorse) dei finanziamenti a oggi assentiti col pacchetto *Next Generation EU* per il potenziamento delle infrastrutture del servizio idrico integrato⁴⁶, alla luce dello *scale up* della misura M2C4-I4.2, avente ad oggetto *“Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell’acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti”*, definito nei primi mesi del 2024 e che ha trovato conclusione con lo scorrimento della graduatoria della linea in parola con il citato decreto n. 617 dell’11 ottobre 2024 della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche del MIT⁴⁷. Nella seconda parte saranno illustrati gli esiti delle prime fasi di valutazione dei progetti nell’ambito del PNISSI (rappresentate nella graduatoria adottata con il DPCM 17 ottobre 2024, n. 302), il cui primo stralcio è in fase di adozione nel momento in cui si scrive la presente *Relazione Annuale*.

Con riferimento alla linea di investimento M2C4-I4.2, con il richiamato decreto direttoriale n. 617 dell’11 ottobre 2024, sono state assegnate risorse aggiuntive (assegnate con decreto del MEF - RGS dell’8 aprile 2024, n. 154) a 69 proposte che, nella graduatoria dell’ultima finestra temporale relativa alla medesima linea (approvata con il decreto direttoriale n. 181 del 24 marzo 2023⁴⁸) erano risultate “ammesse ma non finanziate per carenza di fondi”, per complessivi 996.160.998 euro. Tale *scale up* va quindi a incremento dei 900 milioni di risorse già assegnate tra 2022 e 2023, portando la dotazione complessiva della linea I4.2 a 1.896 miliardi di euro (allocati per il 28,6% nelle Regioni del Mezzogiorno), destinati a 102 progetti che coinvolgeranno 138 gestori del servizio idrico integrato. Tale finanziamento permetterà di attivare una spesa complessiva di 2,59 miliardi di euro tra 2024 e 2026 (con una leva di co-finanziamento con risorse da tariffa di quasi il 27%), andando a coprire anche Regioni che non erano state inizialmente interessate dalle risorse delle prime due finestre temporali (Calabria, Liguria e Trentino-Alto Adige).

Gli investimenti oggetto di finanziamento sono finalizzati, in particolare, a ridurre le perdite nelle reti per l’acqua potabile e incrementare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici e rafforzare la digitalizzazione delle reti che consentano di monitorare i nodi principali e i punti più sensibili della rete per una gestione ottimale delle risorse, creando le premesse per un *“avanzamento significativo della capacità di gestire in modo durevole il patrimonio delle infrastrutture idriche basato sulle migliori tecnologie disponibili, le migliori pratiche internazionali e secondo i principi e gli indirizzi adottati dall’Unione europea, in coerenza con i principi e gli obiettivi della strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile e il Piano nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici”*⁴⁹. Tali

46 Si precisa, come fatto anche nelle precedenti ricognizioni, che si tratta di una fotografia *ex ante* dei finanziamenti e che le valutazioni sulla loro effettiva spesa e sul raggiungimento dei target sottesi potranno essere effettuate solo in una fase successiva, anche a valle del completo recepimento dei medesimi nelle pianificazioni delle gestioni.

47 Per approfondimenti si rimanda al Volume “Attività Svolta” della presente *Relazione Annuale*.

48 Per approfondimenti si rimanda al medesimo paragrafo del Volume I della *Relazione Annuale* 2023.

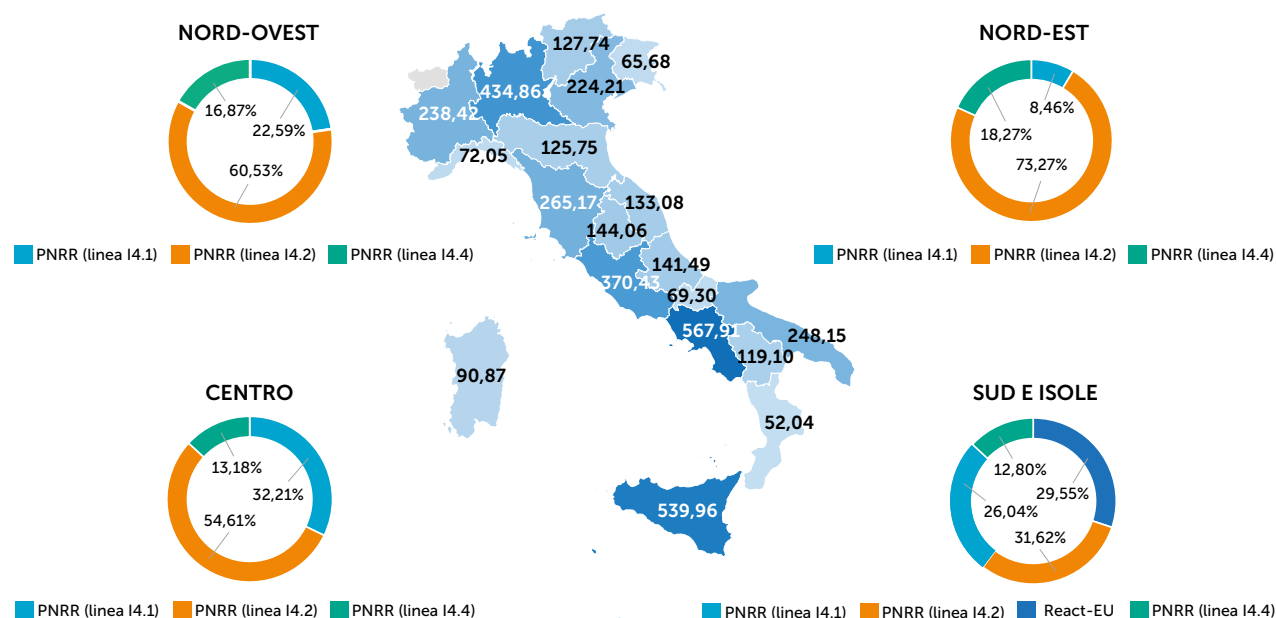
49 Gli interventi ammessi a finanziamento hanno riguardato un percorso metodologico articolato secondo le seguenti fasi:

- rilievo delle reti idriche e loro rappresentazione tramite GIS per procedere all’asset management dell’infrastruttura;
- installazione di strumenti *smart* per la misura delle portate, delle pressioni, dei livelli dell’acqua nei serbatoi e degli altri parametri eventualmente critici per la qualità del servizio erogato (p.e. parametri analitici dell’acqua);
- modellazione idraulica della rete;
- installazione delle valvole di controllo delle pressioni per la riduzione delle perdite;
- distrettualizzazione delle reti e controllo attivo delle perdite;
- pre-localizzazione delle perdite tramite metodi classici (acustici) e innovativi (radar, scansioni da satellite e/o aereo ecc.);
- identificazione di tratti di rete da sostituire o riabilitare, assistita dal modello idraulico e da strumenti di supporto alla decisione;
- interventi di manutenzione straordinaria, rifacimento e sostituzione di tratti di reti idrica, sulla base dei risultati delle attività precedentemente indicate;
- strumenti di *smart-metering* per la misurazione dei volumi consumati dall’utenza.

progetti saranno funzionali al conseguimento dei target intermedi e finali della linea, espressi in termini di km di rete distrettualizzata (M2C4-31 e M2C4-32), vale a dire 14.000 km entro il 31 dicembre 2024 e 45.000 km entro il 31 marzo 2026⁵⁰.

L'incremento di risorse destinato alla misura M2C4-I4.2 consente un affinamento del quadro dei finanziamenti riconducibili al pacchetto di misure del *Next Generation EU* rappresentato nella *Relazione Annuale 2024*. Nella mappa di cui alla figura 5.51 è riepilogato il quadro complessivo di risorse assegnate, con il dettaglio (nei grafici ad anello) della ripartizione, per ciascuna area geografica, degli investimenti tra le linee di finanziamento del PNRR e quelle dell'Asse IV del PON IeR. Gli oltre 4 miliardi complessivi di risorse finora assegnati sono allocati per il 44,81% nelle regioni del Sud e delle Isole, con punte nelle regioni Campania e Sicilia, seguite dalla Lombardia e dal Lazio.

FIG. 5.51 *Piano nazionale di ripresa e resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti, con dettaglio delle misure per area geografica (aggiornamento a maggio 2025)*



Fonte: ARERA, elaborazione sugli atti di finanziamento della linea M2C4-I4.1 (DM n. 517/2021), della linea M2C4-I4.2 (DD n. 617/2024), della linea M2C4-I4.4 (DM n. 203/2024) e del PON IeR, nell'ambito del programma REACT-EU (elenco del 13 giugno 2022).

A livello di misure, tutte le aree geografiche hanno ricevuto in proporzione maggiori risorse per la riduzione delle perdite e la digitalizzazione (soprattutto nel Nord-Est, con oltre il 73% delle risorse assegnate), mentre la maggiore incidenza di finanziamenti per la sicurezza degli approvvigionamenti si registra nel Centro (32%). L'impatto dei finanziamenti della linea I4.4 di fognatura e depurazione oscilla invece tra un minimo del 13% nel Centro e nel Sud e Isole e oltre il 18% nel Nord-Est.

Con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 17 ottobre 2024 – registrato alla Corte dei conti l'11 novembre 2024 e pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 27 dicembre 2024 – è stato adottato il PNISSI. Tale Piano

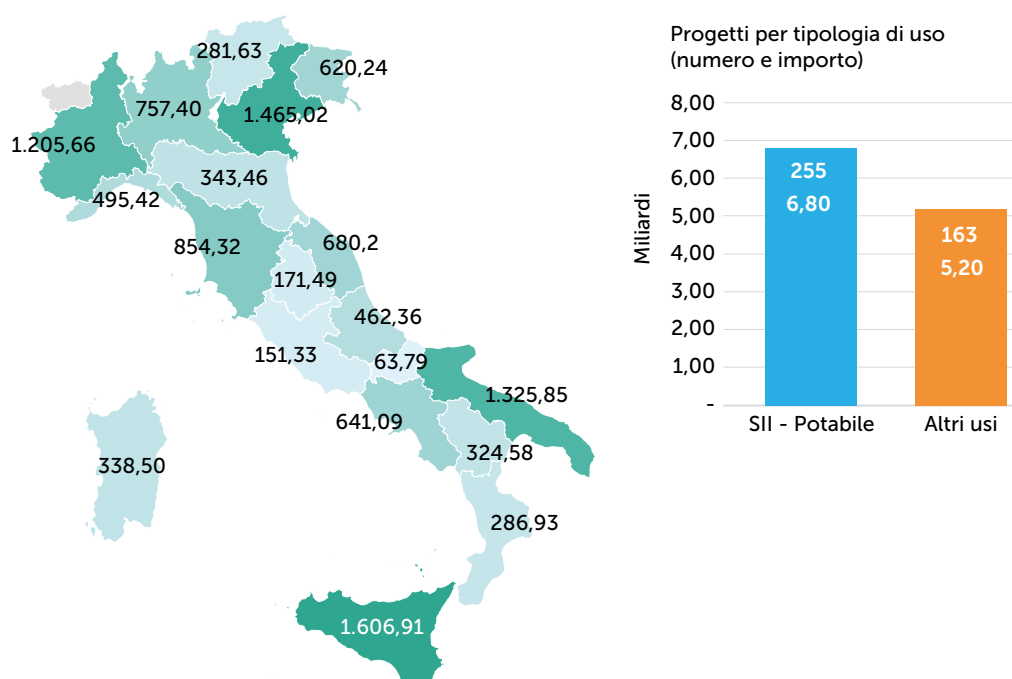
⁵⁰ Espressi come lunghezza della rete di distribuzione che risulta complessivamente ripartita in distretti, funzionali alla localizzazione e alla riduzione delle perdite idriche.

è composto dagli interventi ammissibili a finanziamento in esito alla fase di valutazione condotta dall'apposita Commissione istituita dal MIT nel 2023 (nella quale ha partecipato anche l'Autorità, come illustrato nel Volume II della presente *Relazione Annuale*), appartenenti a tre classi A, B e C – in funzione del punteggio ottenuto, determinato dall'applicazione della metodologia di valutazione delle proposte descritta nel DM n. 350/2022 –, e dalle programmazioni già adottate per il finanziamento di interventi nel settore idrico. Il Piano reca attualmente 418 nuove proposte ammissibili, per una richiesta di finanziamento di poco superiore ai 12 miliardi di euro, che permetterebbero di attivare, guardando gli importi complessivi, una spesa di 12,4 miliardi, classificati in quattro settori di intervento (acquedotti, adduzioni, derivazioni ed invasi), e così ripartiti in base alle classi:

- classe A: 59 proposte per complessivi 2,69 miliardi di euro;
- classe B: 183 interventi per complessivi 5,63 miliardi di euro;
- classe C: 176 interventi per complessivi 3,68 miliardi di euro.

Nella mappa di cui alla figura 5.52 è riepilogato il quadro complessivo di risorse assegnate, con il dettaglio regionale e, nel grafico, la ripartizione degli importi tra gestori del servizio idrico integrato e altri soggetti ammissibili al Piano per altri utilizzi della risorsa (in particolare gli utilizzi irrigui, idroelettrici, industriali e misti). I progetti finanziati riguardano principalmente la realizzazione di nuovi invasi e il collegamento con dorsali acquedottistiche, il consolidamento strutturale e l'incremento della sicurezza delle dighe, la realizzazione di opere di derivazione, la messa in sicurezza di sorgenti e altre infrastrutture di approvvigionamento, la realizzazione di interconnessioni tra sistemi acquedottistici esistenti, l'adeguamento e potenziamento di centrali e impianti di potabilizzazione. La durata degli interventi dichiarata dai soggetti proponenti (dall'avvio della progettazione al collaudo) oscilla tra un minimo di 15 ad un massimo di 130 mesi, con un intervallo medio di durata di poco più di quattro anni (51 mesi), mostrando elevata eterogeneità nei livelli di cantierabilità delle opere, anche dovuta ai diversi gradi di complessità e dalla varietà degli interventi proposti.

FIG. 5.52 *Piano nazionale delle infrastrutture per la sicurezza dei sistemi idrici (PNIISSI): progetti ammissibili a finanziamento, con dettaglio dei progetti per tipologia d'uso*



Fonte: ARERA, elaborazione sulle graduatorie pubblicate con il DPCM 17 ottobre 2024, di adozione del PNIISSI.

La mappa mostra come, a livello geografico, tutte le aree geografiche risultano ampiamente rappresentate da progetti del Piano, con un peso maggiore nel Sud e Isole, anche se la seconda Regione per finanziamenti ammissibili risulta il Veneto, preceduto dalla Sicilia, e seguito dalla Puglia e dal Piemonte, tutte con importi superiori al miliardo di euro. I 255 interventi riconducibili a infrastrutture del servizio idrico integrato, con un importo complessivo di 6,8 miliardi, pesano per il 56,69% del Piano: di questi, 40 si sono posizionati nella classe A (avendo ottenuto i punteggi migliori), per un valore di 1,37 miliardi di euro; la distribuzione per area geografica riflette in maniera simile quella del Piano complessivo, con le proposte del Sud e delle Isole a guidare per il 43,26% dell'importo totale, e un peso maggiore di Sicilia e Puglia a livello regionale.

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029

Regole per le predisposizioni tariffarie riferite al quarto periodo regolatorio 2024-2029

Con la delibera 28 dicembre 2023, 639/2023/R/idr (recante *"Approvazione del Metodo Tariffario Idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4)"*) l'Autorità ha disciplinato le regole e le procedure per le predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato relative al periodo 2024-2029, anche tenendo conto dell'aggiornamento della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (adottato con delibera 637/2023/R/idr), in particolare allo scopo di favorire un'efficace strategia di potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti idrici e, allo stesso tempo, promuovere una maggiore cooperazione nei diversi livelli di pianificazione che interessano il comparto idrico.

L'articolo 5 della citata delibera 639/2023/R/idr, nel disciplinare la procedura di approvazione delle proposte tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029, dispone che le stesse siano predisposte dagli Enti di governo dell'ambito o dagli altri soggetti competenti, i quali sono stati chiamati a:

- definire gli obiettivi e, acquisita la proposta del gestore riguardo agli interventi necessari al relativo conseguimento, predisporre il Piano delle Opere Strategiche (fino al 2035) e aggiornare il programma degli interventi;
- sulla base dei dati forniti dall'operatore (come integrati o modificati, in sede di validazione, dal medesimo soggetto competente secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio), elaborare il piano economico-finanziario, determinando con proprio atto deliberativo l'aggiornamento del vincolo ai ricavi del gestore e del moltiplicatore tariffario teta (θ) che ciascun gestore dovrà applicare in ciascun ambito per le singole annualità del periodo 2024-2029;
- ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, trasmettere entro il 30 aprile 2024 (sulla base dei modelli tipizzati di raccolta delle informazioni di cui alla determina 26 marzo 2024, 1/2024-DTAC):
 - l'aggiornamento del programma degli interventi, con specifica evidenza del Piano delle Opere Strategiche;
 - il piano economico-finanziario, recante il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultanti dall'applicazione dell'MTI-4;

- una relazione di accompagnamento che ripercorra la metodologia applicata;
- l'atto o gli atti deliberativi di predisposizione tariffaria;
- l'aggiornamento dei dati necessari richiesti.

Come da stabile impostazione regolatoria, ai soggetti competenti è stato richiesto di procedere alle predisposizioni tariffarie, tenendo conto – in via ordinaria, ove si sia in possesso di tutti i dati necessari alla valorizzazione delle componenti di costo del servizio – della matrice di schemi regolatori di cui all'allegato A alla delibera 639/2023/R/idr (Tav. 5.3), nell'ambito della quale selezionare lo schema più appropriato sulla base di una scelta tridimensionale, ossia in ragione:

- del fabbisogno di investimenti per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 – inclusivo di quelli che il gestore prevede di realizzare con contributi a fondo perduto già stanziati ed effettivamente disponibili – in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti;
- dell'eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore, principalmente riconducibili a significativi processi di aggregazione gestionale, ovvero all'introduzione di nuovi processi tecnici gestiti dei quali sia attestata la rilevanza;
- dell'entità del vincolo ai ricavi per abitante servito dalla gestione rispetto al valore VRG *pro capite* medio (VRG_{PM}) stimato con riferimento all'anno 2022 per l'intero settore, tenendo conto anche della popolazione fluttuante servita.

Come noto, ciascuno dei sei schemi regolatori conduce a diverse regole di computo tariffario e a differenti limiti alla variazione annuale del moltiplicatore tariffario (volti a preservare la sostenibilità delle tariffe applicate all'utenza), tenuto conto delle specificità riguardanti le singole gestioni. Si rammenta che nell'ambito dell'MTI-4, si è provveduto a rilassare il vincolo alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario, allo scopo di: i) superare le criticità conseguenti al riscontrato disallineamento tra gli indici inflazionistici da utilizzarsi per l'adeguamento dei costi relativi ad annualità pregresse (stabilmente determinati monitorando l'effettiva dinamica dei prezzi al consumo) e la stima della evoluzione inflattiva attesa sulla base della quale viene determinato il vincolo alla crescita in parola; ii) sostenere i processi di aggregazione gestionale, l'introduzione di nuovi rilevanti processi tecnici gestiti, ovvero la previsione di un significativo fabbisogno di investimenti.

TAV. 5.3 Matrice di schemi regolatori per il quarto periodo regolatorio 2024-2029

		$\frac{VRG^{2022}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq VRG_{PM}$	$\frac{VRG^{2022}}{pop + 0,25pop_{flut}} > VRG_{PM}$	AGGREGAZIONI O VARIAZIONI NEI PROCESSI TECNICI SIGNIFICATIVE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2024}^{2029} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-3}} \leq \omega$	Schema I Limite di prezzo: 6,70%	Schema II Limite di prezzo: 5,95%	Schema III Limite di prezzo: 7,45%
	$\frac{\sum_{2024}^{2029} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-3}} > \omega$	Schema IV Limite di prezzo: 9,20%	Schema V Limite di prezzo: 8,45%	Schema VI Limite di prezzo: 9,95%

Fonte: ARERA, allegato A alla delibera 639/2023/R/idr.

Con la citata delibera 639/2023/R/idr, l'Autorità – nel promuovere il superamento progressivo delle condizioni

di limitazione nell'accesso a misure tese a favorire il continuo miglioramento dei profili di stabilità e certezza del quadro degli assetti istituzionali locali, di qualità e di trasparenza – ha aggiornato la disciplina dello schema di convergenza (introdotta nel metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio, MTI-3, di cui alla delibera 27 dicembre 2019), recante regole semplificate (per un periodo limitato e predefinito) a cui – al verificarsi di rinnovate condizioni (enunciate all'articolo 10 della delibera 639/2023/R/idr) volte ad accompagnare i processi di razionalizzazione gestionale in atto – è possibile far ricorso nei casi caratterizzati da perduranti carenze degli atti e dei dati necessari a fini tariffari, consentendo all'Ente di governo dell'ambito di effettuare una ricostruzione parametrica su *base benchmark* delle voci di costo da riconoscere in tariffa e, conseguentemente, di redigere la predisposizione tariffaria pur a fronte di incompletezza delle informazioni.

Per detti contesti, l'applicazione delle regole tariffarie semplificate varate dall'Autorità è accompagnata dall'assunzione di un programma di impegni ben identificati sia in ordine al completamento del processo di aggregazione per la formazione del gestore unico d'ambito, sia relativamente agli obblighi di qualità tecnica, di qualità contrattuale, di misura, di corretta tenuta di registri tecnico-contabili, di articolazione tariffaria all'utenza e di programmazione degli interventi, quali elementi essenziali per avviare un percorso di recupero della qualità del servizio prevista dalla regolazione nazionale e raggiungere gli imprescindibili elementi di trasparenza da garantire a beneficio dei fruitori del servizio.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

A partire dal mese di luglio del 2024 – e nei primi mesi del 2025 – l'Autorità ha condotto la propria attività istruttoria per l'approvazione delle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029, concludendo, in taluni casi, anche le verifiche sulle proposte tariffarie riferite a contesti caratterizzati da talune complessità riferite a periodi regolatori pregressi.

Alla data dell'8 maggio 2025, gli atti di determinazione tariffaria adottati dall'Autorità, per il periodo 2024-2029, hanno riguardato 30 gestioni, interessando 18.634.039 abitanti, distinguendo:

- 29 operatori (per una popolazione servita pari a 18.381.081 abitanti), per i quali è stato approvato lo specifico schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra gli obiettivi dai medesimi fissati, gli interventi programmati per il perseguimento dei target di qualità tecnica (di cui alla delibera 917/2017/R/idr e 637/2023/R/idr) e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio di cui alla delibera 639/2023/R/idr;
- una gestione d'ambito operante in Sicilia (riferita a una popolazione, servita nel 2024, di 252.958 abitanti), per la quale è stato approvato lo schema regolatorio di convergenza presentato dal competente Ente di governo dell'ambito, secondo le regole semplificate di cui alla citata delibera 639/2023/R/idr e sulla base di un programma di impegni puntualmente declinato.

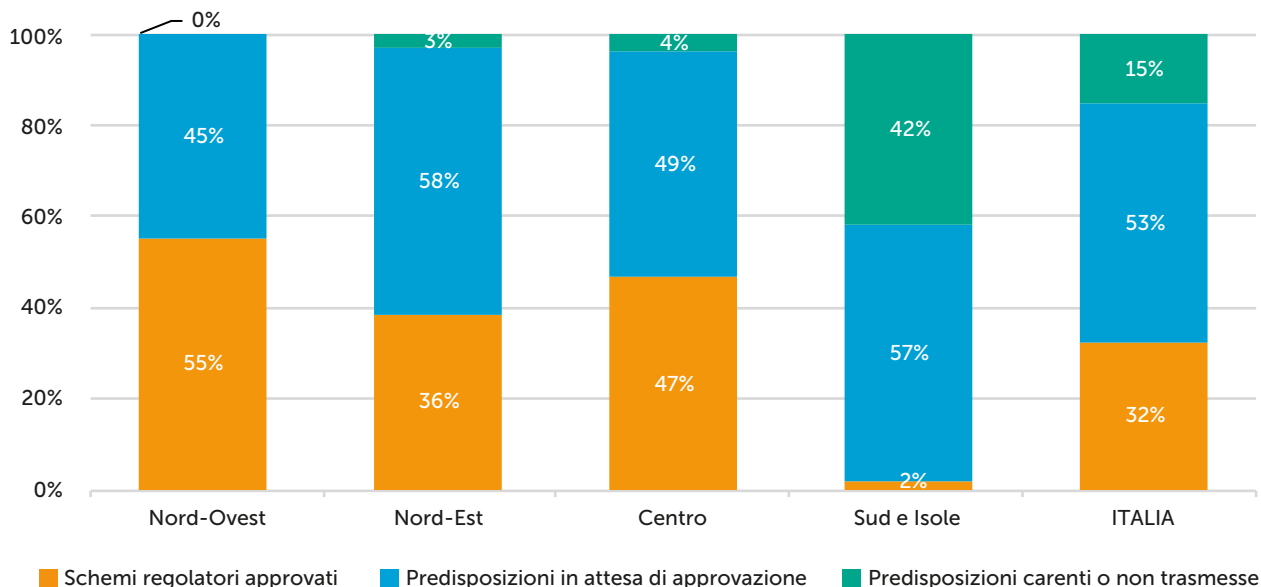
Nel loro insieme, i citati provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità interessano il 55% della popolazione del Nord-Ovest, il 47% dei residenti nell'Italia centrale, il 38% degli abitanti del Nord-Est e il 2% della popolazione dell'area Sud e Isole (Tav. 5.4 e Fig. 5.53). A livello nazionale, le determinazioni dell'Autorità riguardano gestioni che erogano il servizio al 32% degli abitanti residenti.

TAV. 5.4 Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per il periodo 2024-2029 (numero di gestioni e di abitanti)

REGIONE	GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE PERIODO 2024-2029 (N.)	POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE PERIODO 2024-2029 (ABITANTI)
Abruzzo	1	98.533
Basilicata	-	-
Calabria	-	-
Campania	-	-
Emilia-Romagna	4	1.543.417
Friuli-Venezia Giulia	2	602.266
Lazio	1	3.942.215
Liguria	1	36.431
Lombardia	8	6.058.150
Marche	1	391.771
Molise	-	-
Piemonte	3	2.698.295
Puglia	-	-
Sardegna	-	-
Sicilia	1	252.958
Toscana	1	270.719
Umbria	3	850.672
Valle d'Aosta	-	-
Veneto	4	1.888.612
TOTALE	30	18.634.039

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.53 Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (predisposizioni tariffarie 2024-2029)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento alle gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato le proprie determinazioni, si distinguono:

- quelle per le quali le relative predisposizioni tariffarie sono state trasmesse dagli Enti di governo dell'ambito prevalentemente nel corso del mese di ottobre 2024 (dunque oltre il previsto termine del 30 aprile 2024, ma comunque in tempo utile ai fini delle valutazioni di ammissibilità al meccanismo incentivante previsto dalla regolazione della qualità contrattuale, RQSII, e tecnica, RQTI⁵¹), nonché quelle per cui le proposte tariffarie sono state inviate nei mesi successivi a seguito di specifica diffida ad adempiere trasmessa dall'Autorità nell'ambito del procedimento avviato con delibera 10 settembre 2024, 358/2024/R/idr (volto alla determinazione d'ufficio delle tariffe in caso di mancata trasmissione dei dati e degli atti richiesti ai sensi dell'MTI-4). Per tali realtà gestionali sono in corso i necessari approfondimenti sull'aggiornamento dei dati e degli atti ricevuti ai sensi del MTI-4. Eventuali determinazioni tariffarie adottate dal soggetto competente per le precedenti annualità e non ancora interessate da uno specifico atto di approvazione dell'Autorità saranno valutate – nell'ambito della quantificazione delle componenti a conguaglio di cui all'articolo 28 dell'MTI-4 – in sede di approvazione del nuovo schema regolatorio;
- le realtà per le quali il soggetto competente non ha ancora ottemperato agli obblighi di trasmissione della proposta tariffaria (o ha provveduto alle determinazioni di competenza in modo carente), soprattutto nel Mezzogiorno, a fronte di specifiche complessità nella *governance* di settore. Si tratta di contesti che, nonostante i recenti positivi sviluppi nel riordino degli assetti locali⁵², presentano ancora aree caratterizzate da criticità in merito alla corretta redazione e all'aggiornamento degli atti necessari all'adozione delle scelte di programmazione e di gestione del servizio idrico integrato (con particolare riferimento ai gestori unici del Molise, della Basilicata, della Calabria, nonché a talune gestioni della Campania e della Sicilia, per le quali tuttavia i pertinenti Enti di governo dell'ambito hanno comunicato l'imminente conclusione dell'iter previsto per il perfezionamento delle proposte tariffarie di competenza). Peraltro, nonostante la metodologia tariffaria semplificata di convergenza varata dall'Autorità possa essere un utile strumento impiegabile dalle realtà gestionali per cui ricorrono i requisiti per la salvaguardia in forma autonoma (in quanto piccole entità – circa 180 su tutto il territorio nazionale – spesso caratterizzate da carenze informative), per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 si è riscontrato ancora un ricorso molto limitato a tale strumento.

51 Si rammenta che il mancato invio dei dati e delle informazioni richieste ai sensi dell'MTI-4 rileva anche ai fini:

- dell'applicazione del meccanismo incentivante previsto dalla regolazione della qualità contrattuale (RQSII) e tecnica (RQTI), atteso che le delibere 37/2024/R/idr e 39/2024/R/idr (di avvio dei relativi procedimenti per il biennio di valutazione 2022-2023) dispongono l'esclusione dalle premialità "per le gestioni per cui non siano stati trasmessi gli atti di predisposizione tariffaria ai sensi del metodo tariffario pro tempore vigente entro la data dichiarata nell'ambito della raccolta dati RQTI, e in ogni caso in data antecedente alla scadenza del procedimento" indicata nel 31 ottobre 2024;
- del trasferimento delle risorse al soggetto attuatore degli interventi necessari e urgenti eventualmente ricompresi nel "Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico" di cui all'articolo 1, commi 516 e seguenti, della legge 205/2017, in particolare secondo i termini e le condizionalità previsti con delibera 425/2019/R/idr;
- delle valutazioni di ammissibilità a beneficiare di eventuali ulteriori fondi pubblici, alla luce dell'impostazione stabilmente adottata da talune amministrazioni responsabili dell'assegnazione delle risorse in parola.

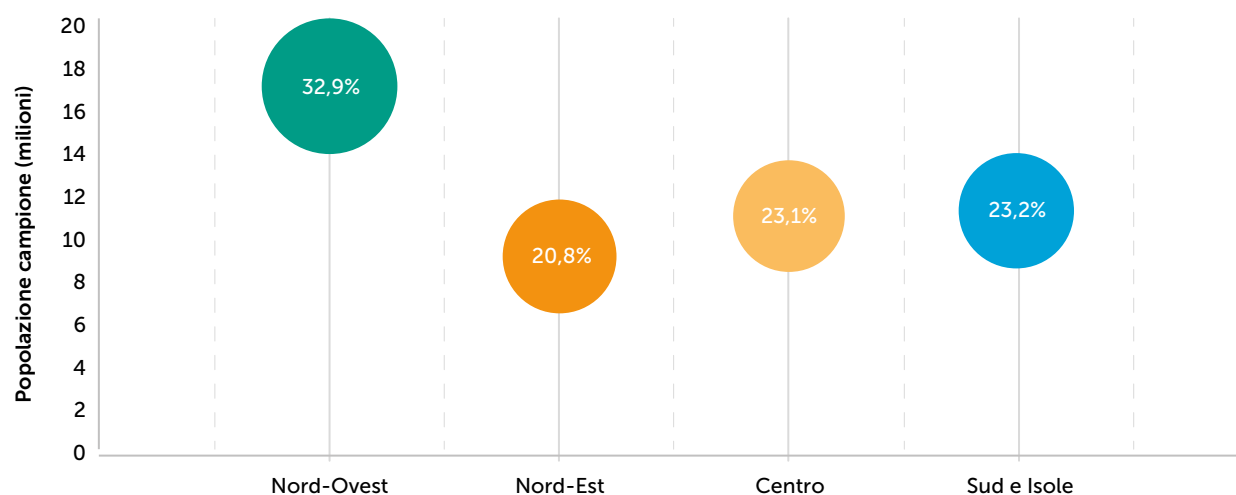
52 Si veda, in particolare, la ventesima relazione ai sensi dell'articolo 172, comma 3-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante "Norme in materia ambientale", Relazione 4 febbraio 2025, 32/2025/I/idr.

Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità

Le analisi proposte nel seguito, relative alle principali grandezze tariffarie del settore, prendono a riferimento un campione composto da 156 gestioni (per le quali le predisposizioni tariffarie sono state elaborate applicando la matrice di schemi regolatori e che sono state trasmesse all'Autorità ai sensi della delibera 639/2023/R/idr), per una popolazione complessivamente servita di 48.779.140 abitanti, distribuiti tra le diverse aree geografiche come illustrato nella figura 5.54.

Il campione non include le 11 gestioni (per una popolazione servita, riferibile al 2024, di 387.222 abitanti) per cui è stato fatto ricorso alla regolazione di convergenza e per le quali – in taluni casi – sono state rinvenute sistematiche criticità circa la sussistenza dei relativi presupposti.

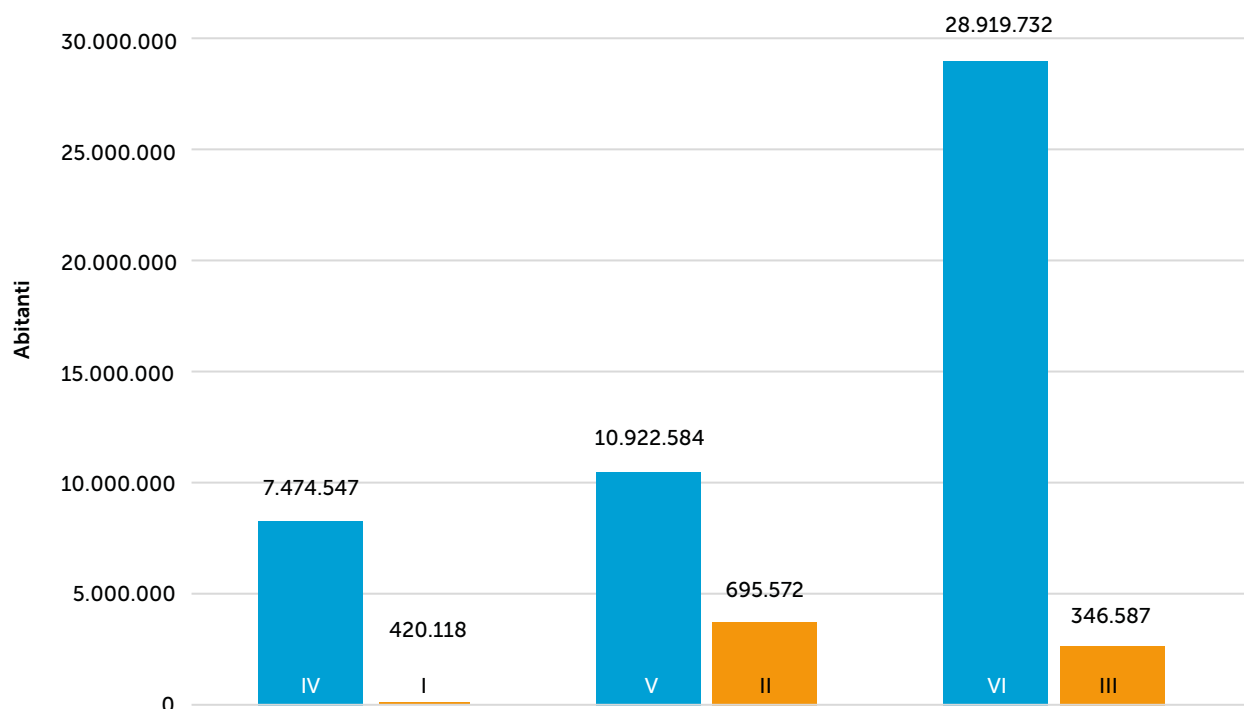
FIG. 5.54 Distribuzione della popolazione del campione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Nell'ambito della matrice di schemi regolatori di cui all'articolo 6 del MTI-4, le 156 gestioni del campione di riferimento sono state collocate – dai pertinenti soggetti competenti – come rappresentato (in termini di popolazione servita) nella figura 5.55, rilevando che:

- per 24 gestioni (che erogano il servizio a 1.462.277 abitanti), le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi negli Schemi I, II e III della citata matrice di schemi regolatori;
- per 132 gestioni (che servono 47.316.863 abitanti), le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni esistenti, collocandosi negli Schemi IV, V e VI.

FIG. 5.55 Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

Le proposte tariffarie trasmesse all'Autorità, riferite al campione sopra rappresentato (composto da 156 gestioni che servono 48.779.140 abitanti), portano a quantificare, per l'anno 2024, un ammontare complessivo di costi ammessi al riconoscimento tariffario (vincolo ai ricavi del gestore, VRG^a) pari a circa 9,3 miliardi di euro. Dalla figura 5.56 si evince che:

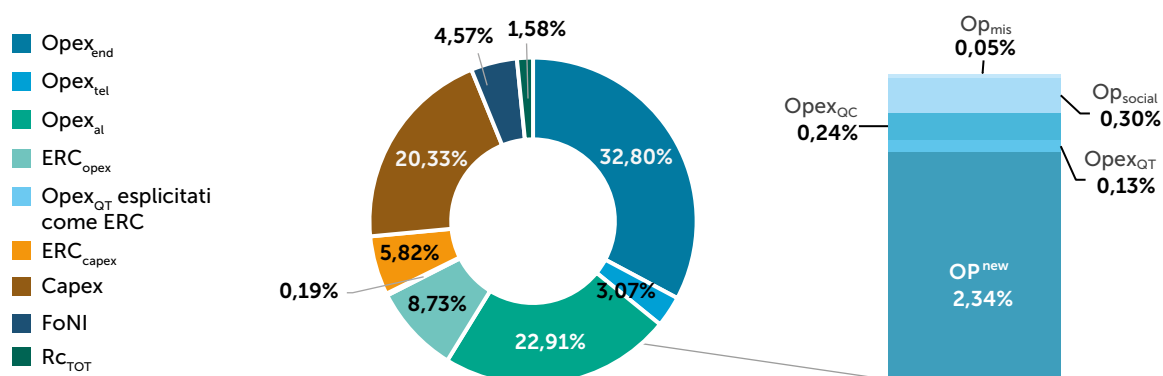
- il 67,7% dei costi ritenuti ammissibili a fini tariffari è destinato alla copertura dei costi operativi (inclusivi di quelli esplicitabili come costi ambientali e della risorsa), distinti tra:
 - costi operativi endogeni – efficientabili – $Opex_{end}^a$ (32,8%);
 - costi operativi aggiornabili $Opex_{ai}^a$ (22,9%), in sostanziale continuità con i dati illustrati nelle precedenti edizioni della *Relazione Annuale*⁵³;
 - costi operativi associati a specifiche finalità $Opex_{tel}^a$ (3,1%) riconosciuti su specifica istanza del soggetto competente. In particolare, si tratta di:
 - ✓ costi operativi di piano rivisti dal soggetto competente a seguito di un cambiamento sistematico ($Op_{new,a}^a$);
 - ✓ per la presenza di nuovi processi tecnici gestiti (riconducibili, tra l'altro, alla nuova attività di gestione delle acque meteoriche o al potenziamento della medesima, oppure ad attività aggiuntive richieste dall'entrata

⁵³ I costi operativi aggiornabili ($Opex_{ai}^a$) comprendono i costi dell'energia elettrica (inclusivi, a partire dal 2024, della eventuale valorizzazione economica dell'energia elettrica autoprodotta e consumata dal gestore del SII, che può essere quantificata ai sensi dell'MTI-4 a condizione che i costi di produzione associati, ivi compresi quelli di capitale, non trovino copertura in altre componenti tariffarie), i costi degli acquisti all'ingrosso, oneri aggiuntivi per lo smaltimento dei fanghi di depurazione ($CO_{a, fanghi}^a$), altre componenti di costo operativo (tra cui spese di funzionamento dell'ente di governo dell'ambito, oneri di morosità calcolati in modo parametrico secondo quanto disposto dall'Autorità, oneri locali).

in vigore di nuove normative, o ancora a oneri connessi a finalità diverse rispetto a quelle a cui sono destinate le altre componenti ricomprese negli $Opex_{tel}^a$;

- ✓ oneri aggiuntivi riconducibili agli obiettivi di qualità tecnica ai sensi della delibera 917/2017/R/idr ($Opex_{OT}^a$, per la parte non esplicitata come costi ambientali e della risorsa ERC^a), ricomprendendo nei medesimi anche eventuali oneri connessi ai nuovi obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera 637/2023/R/idr, nonché gli oneri aggiuntivi associati ai macro-indicatori interessati da attribuzione di penalità relative agli stadi I e II della *"Tavola 9 - Stadi di valutazione delle performance di qualità tecnica in ciascun anno di valutazione"* dell'RQTI, ai fini del relativo miglioramento;
- ✓ oneri relativi all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale introdotti con le delibere 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr e 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr ($Opex_{OC}^a$), ricomprendendo nei medesimi anche eventuali oneri aggiuntivi associati ai macro-indicatori interessati dall'attribuzione di penalità relative agli stadi I e II della *"Tavola 3 - Stadi di valutazione delle performance di qualità contrattuale in ciascun anno di valutazione"* dell'RQSII, ai fini del relativo miglioramento;
- ✓ oneri di cui alla componente Op_{Social}^a , connessi all'eventuale erogazione del bonus idrico integrativo, destinato ad agevolazioni ulteriori rispetto a quelle minime previste dalla regolazione di settore, nonché agli interventi di limitazione associabili ai casi di cui al comma 7.3 lett. a) dell'allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr⁵⁴;
- ✓ oneri aggiuntivi per favorire l'implementazione delle misure tese a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e per consentire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura ove ne ricorrano i presupposti, anche alla luce delle nuove disposizioni recate dalla delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr per l'integrazione della disciplina in materia di misura del servizio idrico integrato (OP_{mis}^a);
- costi ambientali e della risorsa, per la parte specificatamente riferita ai costi operativi, ERC_{Opex}^a (8,9%), inclusivi di oneri aggiuntivi riconducibili agli obiettivi di qualità tecnica ai sensi della delibera 917/2017/R/idr esplicitati come ERC. Si evidenzia che una quota pari a circa il 7% degli ERC_{Opex}^a è stata classificata come Res_{Opex}^a riconducendola a specifiche misure connesse alla tutela e alla produzione delle risorse idriche;
- il 26,1% del VRG^a è finalizzato alla copertura dei costi delle immobilizzazioni che, sulla base di quanto previsto nell'allegato A alla delibera 639/2023/R/idr, sono distinti nelle componenti $Capex^a$ (20,3%) ed ERC_{Capex}^a (5,8%), cui si aggiunge una quota del 4,6% a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI^a). In particolare, una quota pari a circa il 38,2% degli ERC_{Capex}^a è stata ricondotta ai costi della risorsa (Res_{Capex}^a), che – ai sensi dell'MTI-4 – comprendono anche quelli riferibili al potenziamento e alla messa in sicurezza degli invasi e degli impianti di potabilizzazione, alla costruzione di sistemi di monitoraggio quali-quantitativo della risorsa, nonché ad opere idrauliche per il mantenimento antiersivo del suolo al fine di contrastare l'interramento degli invasi;
- l'1,6% del VRG^a è destinato al recupero (in sede di conguaglio, Rc_{OT}^a) degli scostamenti rispetto ai dati effettivamente registrati con riferimento a talune variabili.

54 In particolare, la disposizione prevede che, con riferimento all'utenza domestica residente, in caso di mancato pagamento di fatture che complessivamente non superino di tre volte l'importo pari al corrispettivo annuo dovuto relativo al volume della fascia agevolata e/o nel caso in cui il medesimo utente non sia destinatario di procedure di costituzione in mora, le spese per la procedura di limitazione sono poste a carico del gestore e ammesse a riconoscimento tariffario secondo i criteri stabiliti dall'Autorità.

FIG. 5.56 Composizione del vincolo ai ricavi del gestore (anno 2024)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Da un'analisi maggiormente dettagliata della composizione del vincolo ai ricavi, emergono alcuni elementi di continuità con quanto illustrato nelle passate edizioni. In particolare, rispetto ai dati riportati nella *Relazione Annuale 2024*⁵⁵, risulta una sostanziale stabilità dell'incidenza dei costi di natura operativa (comprensivi di quelli esplicitati come costi ambientali e della risorsa) rispetto al VRG^a complessivo (67,7%). Circa la metà di tali oneri è riconducibile a specifiche finalità, precisate in ambito ERC^a, Opex^a_{tel} o Opex^a_{al}, in conseguenza del dispiegarsi della regolazione varata dall'Autorità che permette una migliore qualificazione delle componenti di costo rispetto alle finalità a cui le medesime sono rivolte.

Per quanto concerne la quota dei costi destinata al mantenimento e all'ammodernamento delle infrastrutture, si rileva – rispetto alla annualità precedente – un aumento del peso (passato dal 22,9%, del 2023, al 26,15% del 2024) della componente Capex^a, inclusa la parte esplicitata come ERC^a, e una minore incidenza della quota del VRG^a destinata a rappresentare un'anticipazione per il finanziamento dei nuovi investimenti prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI^a), con un peso in diminuzione (dall'8,3% del 2023 al 4,6% del 2024), probabilmente tenuto conto della disponibilità di finanziamenti per gli interventi ammessi a beneficiare delle risorse pubbliche stanziare nell'ambito del *Next Generation EU* anche in esito a ulteriori procedure di selezione delle proposte giunte più di recente a conclusione.

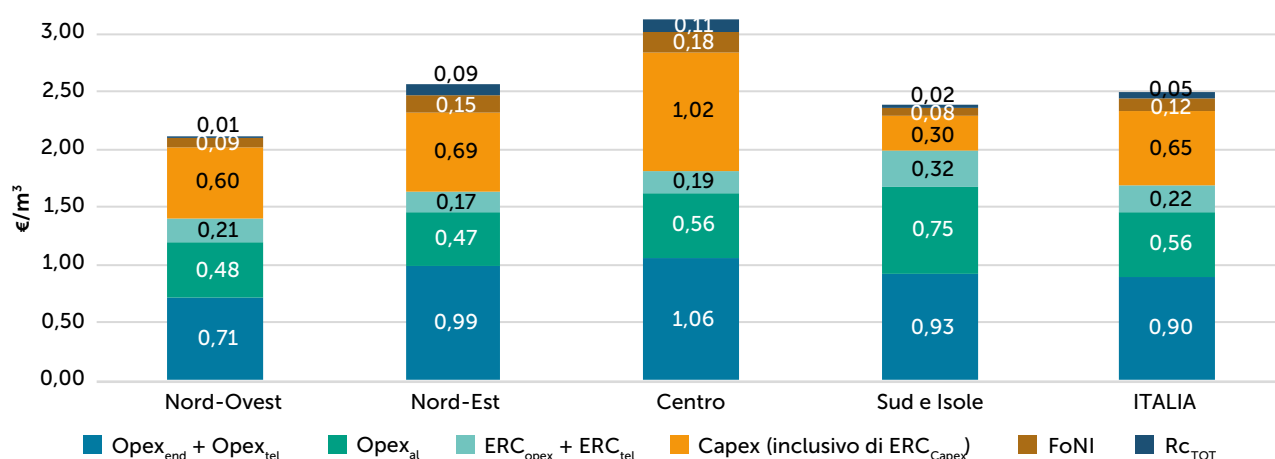
Infine, con riguardo alla quota relativa alla componente Rc^a_{TOT} (con un peso dell'1,6% sul VRG^a del 2024), si evidenzia una contrazione rispetto al 2,6% del 2023, anno in cui l'incidenza della componente in parola aveva, in particolare, risentito di taluni fenomeni imprevisi e di magnitudo rilevante (spinta inflazionistica, in parte legata anche all'incremento dei costi dell'energia). Il peso contenuto di tale componente tariffaria è stato comunque accompagnato anche da un diffuso recupero dei conguagli già approvati per le pregresse annualità, in coerenza con le previsioni introdotte nell'MTI-4 volte a contenere l'entità dei costi ammissibili rinviati a periodi futuri (limitando la possibilità di recupero dei conguagli nelle annualità successive al 2029, di norma, ai soli casi in cui tale differimento sia motivato dalla necessità di rispettare il previsto limite di crescita annuale al moltiplicatore tariffario).

Come per le passate edizioni, nella presente *Relazione Annuale* sono rappresentati congiuntamente sia la composizione del VRG^a per volumi erogati, sia l'eterogeneità dei costi unitari del servizio nelle diverse aree del Paese,

⁵⁵ I dati presentati nella *Relazione Annuale 2024* afferiscono a un campione di 130 operatori che servono 48.736.089 abitanti. Per il 2023, il VRG^a era così composto: per il 66,2% da costi operativi (inclusivi di Opex^a e ERC^a_{opex}); per il 22,9% da costi delle immobilizzazioni (inclusivi di Capex^a e ERC^a_{capex}); per l'8,3% da FoNI^a; per il 2,6% da Rc^a_{TOT}.

per porre in rilievo alcune delle evidenze che hanno ormai assunto il carattere della continuità⁵⁶. In particolare, con riferimento alla composizione del VRG^a unitario mostrata nella figura 5.57, il minor valore medio del VRG^a per metro cubo erogato si registra nell'area Nord-Ovest e risulta pari a 2,11 euro/m³, mentre nel Centro, cui è ancora associata la maggiore quota di VRG^a destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni (1,02 euro/m³), il valore medio unitario del VRG^a si attesta a 3,12 euro/m³. Con riferimento ai costi operativi, considerando complessivamente gli Opex^a_{end}, gli Opex^a_{tel} e gli Opex^a_{al}, il valore medio nazionale è pari a 1,46 euro/m³, compreso tra il valore medio di 1,19 euro/m³ nell'area Nord-Ovest e di 1,67 euro/m³ nell'area Sud e Isole.

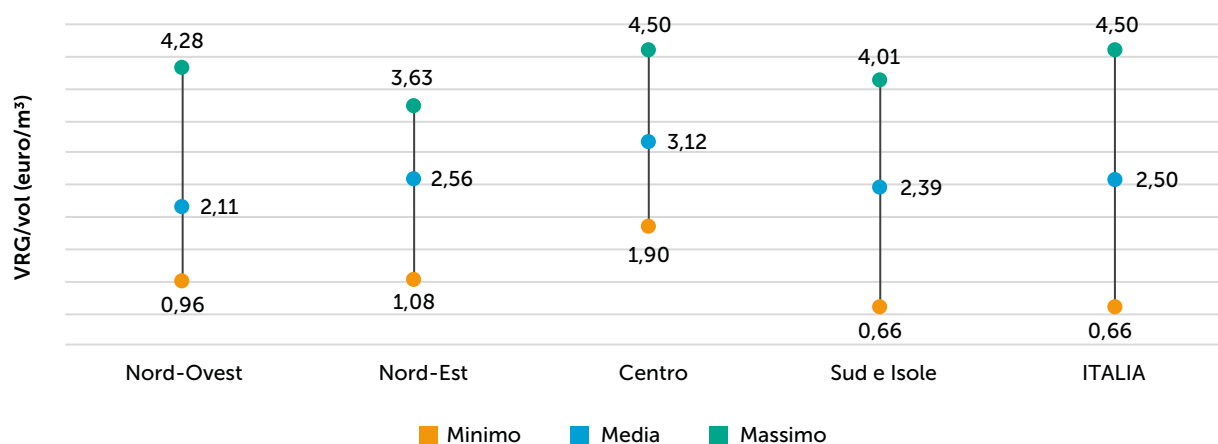
FIG. 5.57 Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2024



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Risulta pertanto confermata la presenza dei rilevanti, e più volte citati, divari tra i costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario nelle diverse aree del Paese (che spiegano, almeno in parte, l'eterogeneità dei corrispettivi applicati all'utenza). Tali differenze si rinvencono anche tra i valori minimi e i valori massimi registrati nell'ambito della medesima area geografica (figura 5.58): a livello nazionale, il VRG^a per metro cubo di risorsa erogata (in media pari a 2,50 euro/m³) varia tra un valore minimo (registrato nell'area Sud e Isole) di 0,66 euro/m³ e un valore massimo (rilevato nel Centro) di 4,50 euro/m³.

FIG. 5.58 Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2024



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

⁵⁶ Nelle analisi svolte sulla composizione del VRG per volumi erogati e sui costi unitari del servizio sono stati espunti i tredici operatori all'ingrosso e un outlier.

L'Autorità, confermando il meccanismo di efficientamento introdotto con delibera 580/2019/R/idr, ha previsto anche per il quarto periodo regolatorio l'impiego del modello di promozione dell'efficienza gestionale definendo delle regole di riconoscimento dei costi operativi endogeni basati sulla ripartizione in *cluster* delle gestioni (Tav. 5.5)⁵⁷, che avviene in ragione di un confronto tra il costo operativo effettivo del gestore e il corrispondente costo stimato risultante dall'applicazione del modello statistico elaborato dall'Autorità.

Il posizionamento nella matrice dei *cluster* determina il livello di *sharing* annuale ($1 + \gamma_{ij}^{OP}$) da applicare alla differenza tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nell'annualità 2020 e il costo operativo efficientabile risultante dal bilancio del gestore della medesima annualità ($\Delta Opex$), solo se tale valore assume segno positivo. In sede di prima approvazione, per ciascun anno del periodo regolatorio 2024-2029, ai fini del riconoscimento degli $Opex_{end}^a$, la quota così calcolata viene decurtata dalla componente $Opex_{end}^{2022}$ opportunamente inflazionata.

TAV. 5.5 Matrice dei cluster per la definizione dei γ_{ij}^{OP}

		CLUSTER (J) COSTO OPERATIVO STIMATO PRO CAPITE, $\frac{CO_{TOT}^s}{pop + 0,25pop_{flut}}$		
		CLUSTER A $0 < \frac{CO_{TOT}^s}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 74$	CLUSTER B $74 < \frac{CO_{TOT}^s}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 90$	CLUSTER C $90 < \frac{CO_{TOT}^s}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 116$
CLASSE (I) COSTO OPERATIVO PRO CAPITE, $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}}$	i \ j			
	CLASSE A: $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 74$	$\gamma_{AA}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{AB}^{OP} = -1$	$\gamma_{AC}^{OP} = -1$
	CLASSE B ₁ : $74 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 82$	$\gamma_{B1A}^{OP} = -\frac{7}{8}$	$\gamma_{B1B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B1C}^{OP} = -1$
	CLASSE B ₂ : $82 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 90$	$\gamma_{B2A}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{B2B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B2C}^{OP} = -1$
	CLASSE C ₁ : $90 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 103$	$\gamma_{C1A}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C1B}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{C1C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
	CLASSE C ₂ : $103 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 116$	$\gamma_{C2A}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C2B}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C2C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
	CLASSE C _{over} : $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} > 116$	$\gamma_{C_{OVER}A}^{OP} = 0$	$\gamma_{C_{OVER}B}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C_{OVER}C}^{OP} = -\frac{7}{8}$

Fonte: ARERA, allegato A alla delibera 639/2023/R/idr (comma 18.1).

Da un'analisi dei dati trasmessi per i gestori ricompresi nel campione di riferimento, è risultato che lo strumento ha trovato attivazione – in quanto il $\Delta Opex$ è risultato positivo – nelle predisposizioni tariffarie di 41 gestori, che servono 18 milioni di abitanti, circa il 37% della popolazione del campione. I menzionati gestori – sulla base del *cluster* di costo operativo stimato *pro capite* e della classe di costo operativo *pro capite* in cui i medesimi ricadono – si distribuiscono nell'ambito della matrice di cui al comma 18.1 dell'MTI-4 come rappresentato in tavola 5.6.

⁵⁷ Per una rappresentazione dettagliata della stima della frontiera di costo si rimanda all'articolo 18 dell'MTI-4.

TAV. 5.6 Distribuzione dei gestori tra i cluster di costo operativo stimato e le classi di costo operativo della matrice di cui all'allegato A alla delibera ARERA 639/2023/R/idr

		CLUSTER (J) DI COSTO OPERATIVO STIMATO PRO CAPITE					
		CLUSTER A		CLUSTER B		CLUSTER C	
		GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)
CLASSE (I) DI COSTO OPERATIVO PRO CAPITE	CLASSE A	11	5.012.641	-	-	-	-
	CLASSE B ₁	4	5.906.747	1	1.689	-	-
	CLASSE B ₂	4	1.537.224	2	629.927	-	-
	CLASSE C ₁	1	808.495	1	153.190	5	465.330
	CLASSE C ₂	1	607.740	4	1.573.170	1	244.148
	CLASSE C _{OVER}	-	-	-	-	6	1.106.842
		21	13.872.847	8	2.357.976	12	1.816.320

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

L'ammontare complessivo della decurtazione da applicare alla componente $Opex_{end}^{2022}$ è risultato, per l'anno 2024, pari a circa 21,4 milioni di euro e corrispondente a circa 1,8% della componente tariffaria di riferimento. Tale decurtazione, rispetto al valore del V_{ij}^{OP} , è riportata nella tavola 5.7. Si ritiene opportuno esplicitare che le risorse in questione (che i gestori sono tenuti a versare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali) sono volte – ai sensi di quanto, da ultimo, esplicitato nella delibera 639/2023/R/idr – ad alimentare il Fondo per la promozione dell'innovazione nel servizio idrico integrato di cui all'articolo 36-bis dell'MTI-3. In MTI-4 è stato disciplinato un primo impiego delle risorse del Fondo citato, per incentivare (tramite l'attribuzione di premialità) il riutilizzo delle acque reflue depurate (incentivo al riuso nel rispetto del principio di "Water Conservation") e la riduzione delle quantità di energia elettrica acquistata (incentivando il risparmio energetico e/o l'autoproduzione di energia).

TAV. 5.7 Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}^{2022}$ distinto per valore dei V_{ij}^{OP} (anno 2024)

V_{ij}^{OP}	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$(1+V_{ij}^{OP}) * \max(0; \Delta Opex)$ (EURO)	INCIDENZA SU $Opex_{end}^a$
- 9/10	20	6.353.736	3.349.918	1,0%
- 7/8	10	7.013.589	9.243.743	1,9%
- 5/6	5	1.690.414	1.633.408	1,2%
- 3/4	5	2.381.665	5.270.061	2,7%
- 1/2	1	607.740	1.869.800	4,4%
TOTALE	41	18.047.143	21.366.930	1,8%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con l'MTI-4 l'Autorità ha confermato la facoltà per il soggetto competente di ricomprendere nell'ambito delle pertinenti proposte tariffarie (motivandone adeguatamente i presupposti) eventuali oneri aggiuntivi connessi a specifiche finalità, $Opex_{tel}^a$, rispetto a quelli ricompresi nelle componenti $Opex_{end}^a$ e $Opex_{al}^a$. Nel prosieguo della presente sezione verranno esaminate alcune delle componenti tariffarie che, nell'ambito delle predisposizioni

tariffarie per il quarto periodo regolatorio, sono state incluse tra gli $Opex_{tel}^a$ e in particolare gli $Opex_{OT}^a$ (Tav. 5.8), gli Op_{social}^a (Tav. 5.9) e gli OP_{mis}^a (Tav. 5.10)⁵⁸. Rispetto alle rappresentazioni fornite, si ribadisce che i dati qui esposti derivano da un campione inclusivo di gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato i pertinenti atti di approvazione delle proposte tariffarie trasmesse.

Gli oneri aggiuntivi (in termini di costi operativi) per l'adeguamento agli standard di qualità tecnica ($Opex_{OT}^a$) – quantificati dai competenti Enti di governo per 64 gestioni, che erogano il servizio a 35.320.750 abitanti – ammontano complessivamente a circa 29,7 milioni di euro per l'anno 2024 (corrispondenti a 0,8 euro/abitante), con una quota prevalente esplicitata come ERC^a (60,3%), come si evince dalla tavola 5.8, in sostanziale continuità con quanto rappresentato nella precedente edizione della *Relazione Annuale*.

TAV. 5.8 $Opex_{OT}^a$ per l'anno 2024

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	TOTALE $Opex_{OT}^a$ (2024, EURO)		TOTALE $Opex_{OT}^a$ (inclusa quota ERC) (2024, EURO PRO CAPITE)
			$Opex_{OT}^a$ (2024, EURO)	ERC^a (2024, EURO)	
Nord-Ovest	19	11.245.684	1.935.344	8.793.206	1,0
Nord-Est	19	7.242.805	2.325.503	1.905.121	0,6
Centro	18	9.731.059	5.008.421	6.011.655	1,1
Sud e Isole	8	7.101.202	2.525.308	1.234.964	0,5
ITALIA	64	35.320.750	11.794.576	17.944.946	0,8

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.9 Op_{social}^a in tariffa per l'anno 2024

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (NI)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	TOTALE Op_{social}^a (2024, EURO)		Op_{social}^a (2024, EURO PRO CAPITE)
			Op_{social}^a per bonus idrico integrativo (2024, euro)	Op_{social}^a per limitazioni ex comma 7.3 lett. a) REMSI (2024, euro)	
Nord-Ovest	19	10.759.050	7.317.727	522.319	0,7
Nord-Est	20	6.380.592	5.621.890	18.048	0,9
Centro	14	9.502.580	11.424.439	223.983	1,2
Sud e Isole	4	2.943.501	3.010.000	93.002	1,1
ITALIA	57	29.585.723	27.374.056	857.351	1,0

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

La tavola 5.9 è riferita, invece, alla componente tariffaria Op_{social}^a (valorizzata, nelle predisposizioni tariffarie del 2024, per 57 gestioni che servono 29.585.723 abitanti) e ne riporta il dettaglio per area geografica. Le risorse destinate ad agevolazioni tariffarie migliorative rispetto a quelle minime previste dalla regolazione nazionale (c.d.

⁵⁸ Per una disamina degli oneri connessi all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale, $Opex_{OC}^a$, si rinvia al paragrafo "Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale" del presente Volume.

bonus idrico integrativo), nonché, con riferimento alla disciplina della morosità, quelle (di entità più contenuta) riferite ai costi per l'intervento di limitazione associabile ai casi di cui al comma 7.3 lett. a) dell'allegato A alla delibera 311/2019/R/idr (REMSI), ammontano complessivamente a circa 28,2 milioni di euro nel 2024 (corrispondenti a 1,0 euro/abitante).

Infine, per un numero più contenuto di gestori è stato fatto ricorso alla facoltà di valorizzare gli oneri (Op_{mis}^a) connessi all'implementazione di misure per rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi, nonché per favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura ove ne ricorrano i presupposti (Tav. 5.10). Gli oneri in parola sono stati quantificati in 28 proposte tariffarie, con un ammontare complessivo riconosciuto nella tariffa del 2024 prossimo a 5,1 milioni di euro (circa 0,3 euro per abitante servito).

TAV. 5.10 Op_{mis}^a in tariffa per l'anno 2024

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	Op_{mis}^a (2024, EURO)	Op_{mis}^a (2024, EURO PRO CAPITE)
Nord-Ovest	9	5.984.907	2.221.214	0,4
Nord-Est	4	2.196.886	519.951	0,2
Centro	11	7.093.542	1.334.811	0,2
Sud e Isole	4	1.637.761	1.013.158	0,6
ITALIA	28	16.913.096	5.089.134	0,3

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Misure per la sostenibilità energetica e ambientale nell'MTI-4

Tra gli elementi ormai stabilmente introdotti nella regolazione tariffaria rientrano le misure orientate alla sostenibilità energetica e ambientale, nel solco della crescente attività legislativa promossa dalla Commissione europea in termini di promozione dell'efficienza energetica, in materia di trattamento dei rifiuti e di riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica nell'ambiente. L'Autorità ha infatti promosso, a partire dalla delibera 580/2019/R/idr, quattro assi principali che identificano obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale identificando le seguenti misure necessarie:

- efficienza energetica nelle attività e nelle infrastrutture qualora non riconducibile al servizio idrico integrato;
- riduzione dell'utilizzo della plastica mediante la promozione del consumo di acqua potabile anche tramite l'installazione di fontanelle;
- recupero di energia – elettrica e termica – e di materie prime mediante impianti o specifici trattamenti integrati nelle infrastrutture idriche, nonché diffusione di energia da fonti rinnovabili per l'alimentazione degli impianti del servizio idrico integrato;
- riuso dell'acqua trattata (ad esempio ai fini agricoli e industriali) al fine di promuovere una maggiore razionalizzazione della risorsa in particolare in contesti caratterizzati da fenomeni di siccità.

In termini di vincolo ai ricavi dei gestori, le citate misure hanno comportato, tra le varie: i) il riconoscimento, nella componente a copertura dei margini derivanti dalle altre attività idriche, di uno *sharing* maggiore a favore del gestore in presenza di misure innovative, caratterizzate da multi settorialità, che rispondono ai citati obiettivi di

sostenibilità energetica e ambientale (definite come "Attività b_2 "); ii) la previsione, nell'ambito di applicazione della componente a copertura dei costi di energia elettrica, di un fattore di *sharing* in funzione del risparmio energetico conseguito dagli operatori.

Alcune delle evidenze emerse sulla base dei dati del campione di riferimento sono rappresentate nella tavole 5.11 e 5.12.

Nello specifico, per quanto concerne le "Attività b_2 ", si evidenzia una sostanziale prevalenza della voce relativa al recupero di energia e materie prime in particolare nell'area del Nord-Ovest. Dalle predisposizioni tariffarie relative al 2024 emerge che, complessivamente, la misura ha riguardato 35 gestioni del campione (che servono una popolazione pari a 17.423.393 abitanti), rendicontando almeno una voce di costo o di ricavo (di entità significativa) afferente alle "Attività b_2 ".

TAV. 5.11 Costi e ricavi delle Attività b_2 valorizzati in tariffa 2024

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	RIDUZIONE UTILIZZO PLASTICA		RECUPERO ENERGIA E MATERIE PRIME		RIUSO ACQUA TRATTATA	
			COSTI 2024 (EURO)	RICAVI 2024 (EURO)	COSTI 2024 (EURO)	RICAVI 2024 (EURO)	COSTI 2024 (EURO)	RICAVI 2024 (EURO)
Nord-Ovest	13	8.338.235	2.208.297	659.008	7.070.319	4.166.489	191.309	213.722
Nord-Est	10	3.260.490	1.044.100	627.233	115.756	260.697	0	0
Centro	10	4.321.543	3.704.437	970.157	0	16.740	381.706	1.297.250
Sud e Isole	2	1.503.125	0	0	36.051	127.822	0	29.850
ITALIA	35	17.423.393	6.956.833	2.256.398	7.222.126	4.571.748	573.014	1.540.823

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Per quanto concerne il riconoscimento di un fattore di *sharing* in ragione del risparmio energetico conseguito dai gestori, dalla tavola 5.12 si rileva che la misura ha riguardato 55 gestori (che servono 22.424.531 abitanti) e che il risparmio del costo conseguente a un contenimento della quantità di energia elettrica complessivamente consumata per la gestione del SII (a parità di condizioni impiantistiche e di perimetro), $\Delta_{\text{Risparmio}}^{\text{new,a}}$, incide complessivamente per l'1,89% rispetto ai costi di energia elettrica ammessi a riconoscimento tariffario (nell'annualità precedente l'incidenza era dello 0,98%). In aggregato il valore dei risparmi conseguiti è di circa 9,7 milioni di euro (a fronte dei 5,5 milioni di euro registrati nel 2023), corrispondenti a circa 0,43 euro per abitante servito.

TAV. 5.12 Ripartizione del $\Delta_{\text{Risparmio}}^{\text{new,a}}$ per area geografica, anno 2024

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$\Delta_{\text{Risparmio}}^{\text{new,a}}$ 2024 (EURO)	INCIDENZA MEDIA $\Delta_{\text{Risparmio}}^{\text{new,a}}$ SU CO_2^a EE
Nord-Ovest	18	6.967.272	3.102.205	1,89%
Nord-Est	16	4.286.873	2.329.115	3,22%
Centro	14	4.135.348	923.773	0,94%
Sud e Isole	7	7.035.038	3.355.162	1,64%
ITALIA	55	22.424.531	9.710.254	1,89%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Le proposte tariffarie per il quarto periodo regolatorio trasmesse all'Autorità hanno fatto rilevare un più efficace impiego delle menzionate misure rispetto alle precedenti annualità, anche considerando che l'Autorità medesima – in sede di definizione dell'MTI-4 – ha introdotto accorgimenti tali da consentire che le potenzialità delle stesse fossero meglio esplicitate nell'ottica di economia circolare nel settore e di sostenibilità ambientale del comparto idrico.

Peraltro, come sopra anticipato, con l'MTI-4 sono stati introdotti due fattori premiali ($\text{Premio}_{RIU,i}$ e $\text{Premio}_{ENE,i}$), a valere sulle risorse del Fondo per la promozione dell'innovazione, da attribuire al gestore *i*-esimo (in ragione dell'operato del medesimo nel primo biennio 2024-2025 del quarto periodo regolatorio) per il quale risulti:

- un contenimento dell'indicatore *"RIU-Quota dei volumi depurati destinabili al riutilizzo ma non destinati a tale finalità"*, definendo obiettivi di miglioramento/mantenimento differenziati in ragione del livello di partenza;
- una riduzione di almeno il 5% dell'indicatore *"ENE – quantità di energia elettrica acquistata"* (assumendo come base per il confronto il valore medio annuale dell'energia elettrica acquistata nel periodo 2020-2023), in tal modo incentivando il risparmio energetico e/o l'autoproduzione di energia⁵⁹.

Talune misure dell'MTI-4 per la sostenibilità finanziaria efficiente delle gestioni

Nell'ambito delle misure tese alla sostenibilità finanziaria efficiente delle gestioni previste dalla regolazione tariffaria, nell'MTI-4 l'Autorità ha provveduto ad aggiornare il trattamento delle componenti a conguaglio inserite nel vincolo ai ricavi del gestore per tenere conto, da un lato, degli adeguamenti e delle modifiche apportate alle modalità di riconoscimento dei costi operativi aggiornabili (tra cui quelli afferenti all'energia elettrica), dall'altro dell'inclusione di alcuni elementi peculiari, tra cui: i) la possibilità di pieno recupero dei costi di energia elettrica effettivamente sostenuti nel 2022, a condizione che sia presentata motivata istanza da parte del soggetto competente, corredata da un piano di azioni per il contenimento del costo dell'energia, con una valutazione del potenziale risparmio energetico, nonché delle misure per garantire la sostenibilità della tariffa per le utenze finali (di fatto reiterando quanto disposto relativamente al 2021 dal comma 1.1, lett. c), delibera 229/2022/R/idr per mitigare gli effetti dell'aumento del costo della fornitura elettrica); ii) la possibilità per l'Ente di governo dell'ambito di riconsiderare – su istanza del gestore per la copertura dei costi efficienti – le predisposizioni tariffarie relative alle precedenti annualità in ottemperanza alle più recenti pronunce giurisprudenziali, potendo predisporre la componente di conguaglio aggiuntiva Rc_{ARC}^a .

Strumenti per la mitigazione degli effetti connessi all'aumento del costo della fornitura elettrica

Per molti gestori è stata colta dai relativi soggetti competenti la possibilità di superare il meccanismo di efficientamento sui costi dell'energia elettrica declinato nell'MTI-3, facendo ricorso alla facoltà (introdotta per consentire, in modo selettivo, di garantire la continuità del servizio, in particolare, da parte degli operatori che avessero adottato strategie di approvvigionamento energetico sbilanciate sul mercato *spot*, a fronte dello straordinario

⁵⁹ Dalle proposte tariffarie trasmesse per il quarto periodo regolatorio, l'autoproduzione di energia si riscontra per 57 operatori (che servono 25,5 milioni di abitanti), con 59.387.068 kWh/anno autoprodotti e una incidenza media sul consumo totale di energia del 2,18%. Dei citati operatori, un grossista e 17 gestori (per una popolazione servita di 6,6 milioni di abitanti) hanno fatto ricorso alla possibilità prevista dall'MTI-4 di ricomprendere nella componente di costo per l'energia elettrica (CO_{EE}^a) la valorizzazione economica dell'energia elettrica autoprodotta e consumata dal gestore, non trovando i costi di produzione associati (ivi compresi quelli di capitale) copertura in altre componenti tariffarie.

aumento dei prezzi energetici verificatosi nel 2021 e nel 2022) di presentare motivata istanza all'Autorità, per il riconoscimento del pieno recupero dei costi di energia elettrica effettivamente sostenuti nel 2022 nell'ambito della quantificazione della componente di conguaglio *"costi (...) per il verificarsi di eventi eccezionali"* riferita all'anno 2024.

La quota di conguaglio per eventi eccezionali del 2024 riferibile al recupero di costi di energia elettrica (afferenti al 2022) è stata quantificata per 77 operatori (che servono 23,8 milioni di abitanti) in circa 7,6 euro per abitante servito.

Altre regole per i conguagli

Con la delibera 639/2023/R/idr, l'Autorità, al fine di tenere doverosamente conto dell'esito dei contenziosi riferiti a talune disposizioni adottate in materia di regolazione tariffaria del servizio idrico integrato, ha poi previsto che l'Ente di governo dell'ambito (ai fini della valorizzazione del VRG^a per gli anni 2024 e 2025) possa predisporre la componente di conguaglio aggiuntiva, Rc_{ARC} riconsiderando, su istanza del gestore per la copertura dei costi efficienti:

- ai sensi del comma 29.1, lett. a), dell'MTI-4, le predisposizioni tariffarie relative al periodo 2012-2013 (ex MTT), ricomprendendo nella voce Rc_{ARC}^a il recupero della quota parte dell'importo relativo all'onere fiscale IRAP (riferito alle attività afferenti al servizio idrico integrato e alle altre attività idriche), come risultante dal bilancio 2011, che non sia stato valorizzato nel VRG del 2012 e 2013 per effetto dell'applicazione delle regole di computo tariffario di cui all'articolo 4, all'articolo 32 e all'articolo 33 dell'MTT;
- ai sensi del comma 29.1, lett. b), dell'MTI-4, le predisposizioni tariffarie riferite al periodo 2014-2015 (ex MTI), al periodo 2016-2019 (ex MTI-2) e al periodo 2020-2023 (ex MTI-3), ricomprendendo nella voce Rc_{ARC}^a il recupero dello scostamento tra quanto riconosciuto nelle pertinenti predisposizioni tariffarie in applicazione delle regole per il calcolo del *"Capitale investito netto del gestore del SII"* rinvenibili nei menzionati metodi tariffari e quanto risulta determinando la *"quota a compensazione del capitale circolante netto"*, CCN (in ciascuno dei menzionati periodi regolatori) considerando nel computo non soltanto le specifiche categorie di ricavo e di costo afferenti al servizio idrico integrato, ma anche le corrispondenti categorie di ricavo e di costo afferenti alle altre attività idriche;
- ai sensi del comma 29.1, lett. c), dell'MTI-4, le predisposizioni tariffarie riferite al periodo 2020-2023 (ex MTI-3), ricomprendendo nella voce Rc_{ARC}^a il recupero dello scostamento tra quanto riconosciuto nelle pertinenti predisposizioni tariffarie in applicazione delle regole per il calcolo del *"Capitale investito netto del gestore del SII"* di cui al comma 9.1 dell'MTI-3 e quanto risulta espungendo, dalla voce FA_{cc} , il *"fondo vincolato al finanziamento della spesa per investimenti"* (di cui al medesimo comma 9.1) per la parte alimentata dagli accantonamenti della penalità prevista per il mancato rispetto degli obiettivi di investimento (ai sensi dei commi 34.5 e 34.6 dell'MTI-3).

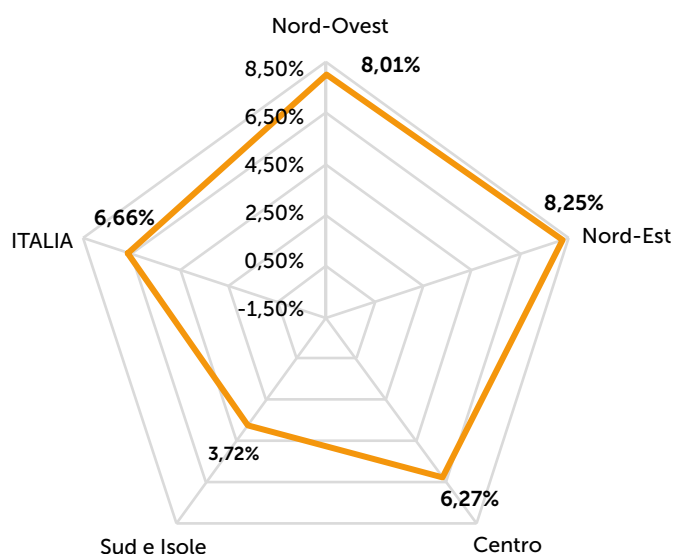
Le predisposizioni tariffarie contenenti, per il 2024, la quantificazione dei recuperi sopra menzionati sono relative a 19 gestioni che servono circa 12,2 milioni di abitanti, corrispondenti a circa 0,34 euro per abitante servito.

Variazioni tariffarie e investimenti

Con riguardo al campione di gestori di riferimento, di 156 operatori che servono 48.779.140 abitanti (solo alcuni dei quali, come sopra evidenziato, risultano già stati interessati da provvedimenti dell'Autorità aventi a oggetto l'approvazione degli specifici schemi regolatori), si rileva che, a livello nazionale – in osservanza dei limiti di prezzo fissati dalla regolazione (rilassati, per il quarto periodo regolatorio, per salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario delle gestioni anche a fronte degli eccezionali accadimenti intervenuti, come la spinta inflazionistica, in parte legata anche all'incremento dei costi dell'energia) – la variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2024, rispetto all'anno precedente, risulta pari al 6,66%, variazione media annuale più elevata di quella registrata nel 2023 (pari al 4,56%).

Le variazioni rilevate nelle diverse aree del Paese mostrano una certa eterogeneità: si segnala, infatti, una variazione delle tariffe pari a +3,72% nell'area Sud e Isole, a +6,27% nel Centro, a +8,25% nel Nord-Est, e a +8,01% nel Nord-Ovest (Fig. 5.59).

FIG. 5.59 Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2024



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

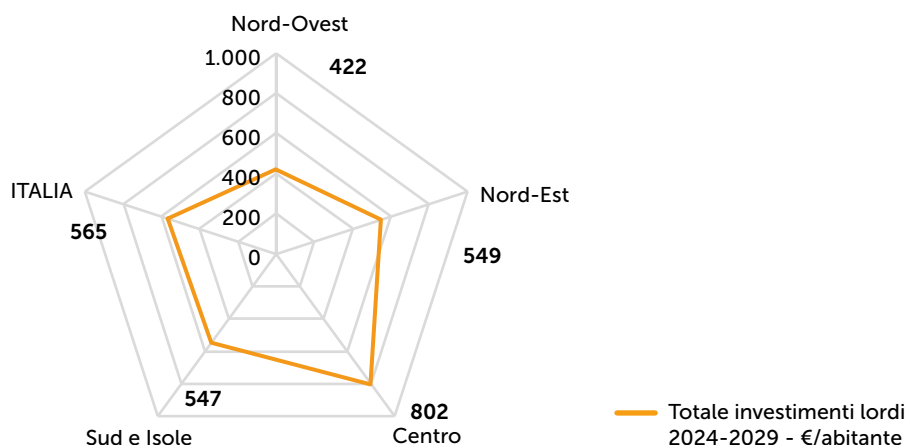
Come mostrato dalla tavola 5.13, tenuto conto delle scelte compiute dagli Enti di governo in ordine alla collocazione nella matrice di schemi, le variazioni annuali delle tariffe per gli anni 2024 e 2025 sono prevalentemente contenute al di sotto del limite di prezzo fissato dalla regolazione vigente, risultando comunque pari (o prossime) al citato limite soprattutto per alcune delle gestioni interessate da un rilevante fabbisogno di investimenti (programmati anche al fine di perseguire i nuovi obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera 637/2023/R/idr, tra cui quelli connessi al potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti idrici) rispetto al valore delle infrastrutture esistenti (operatori che si collocano nella seconda riga della citata matrice di schemi regolatori, Schemi IV, V e VI).

TAV. 5.13 Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dagli Enti competenti per il primo biennio (2024-2025) del quarto periodo regolatorio

REGIONE	SCHEMI I, II, III				SCHEMI IV, V, VI			
	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFA MEDIA ANNUA		GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFA MEDIA ANNUA	
			2024	2025			2024	2025
Abruzzo	0	-	-	-	6	1.303.076	9,9%	9,9%
Basilicata	0	-	-	-	0	-	-	-
Calabria	0	-	-	-	0	-	-	-
Campania	0	-	-	-	10	3.109.452	2,2%	2,6%
Emilia-Romagna	3	489.027	5,9%	5,9%	16	3.893.751	9,7%	8,0%
Friuli-Venezia Giulia	0	-	-	-	6	1.174.070	3,8%	3,9%
Lazio	0	-	-	-	7	5.435.768	7,5%	7,4%
Liguria	4	142.781	6,5%	6,6%	6	1.465.562	5,7%	6,5%
Lombardia	4	85.096	7,5%	7,4%	18	10.098.517	8,1%	7,1%
Marche	0	-	-	-	11	1.477.133	7,6%	5,5%
Molise	0	-	-	-	2	33.662	9,9%	9,9%
Piemonte	6	385.572	5,6%	5,3%	12	3.878.581	8,8%	8,0%
Puglia	0	-	-	-	1	3.898.461	3,3%	3,8%
Sardegna	0	-	-	-	6	1.531.320	0,1%	1,6%
Sicilia	7	359.800	6,7%	6,7%	6	1.079.813	5,9%	3,9%
Toscana	0	-	-	-	8	3.485.554	3,6%	2,4%
Umbria	0	-	-	-	3	850.672	7,0%	7,0%
Valle d'Aosta	0	-	-	-	0	-	-	-
Veneto	0	-	-	-	14	4.601.471	8,4%	8,3%
ITALIA	24	1.462.277	6,2%	6,1%	132	47.316.863	6,7%	6,2%

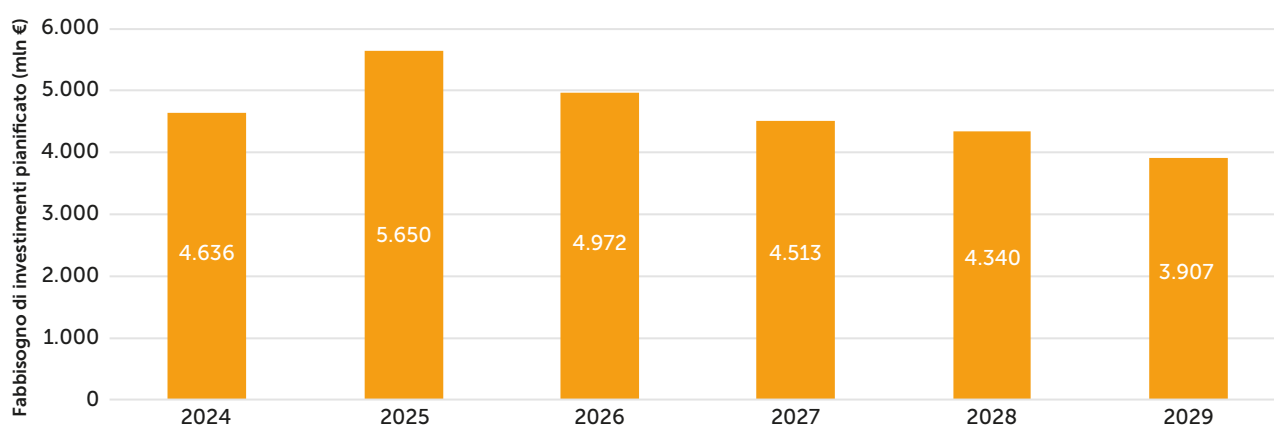
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento al medesimo campione, gli investimenti programmati per il periodo 2024-2029 – al lordo delle previsioni in ordine alla disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche – risultano, in termini *pro capite*, pari a 565 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a una spesa annuale per investimenti di 94 euro/abitante/anno, in aumento rispetto al valore annuale di 69 euro/abitante/anno che ha caratterizzato il terzo periodo regolatorio 2020-2023); il valore più elevato si riscontra nell'area del Centro, con 802 euro/abitante per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (Fig. 5.60). Questo risultato tiene conto del recepimento nei programmi degli interventi (di cui il piano delle opere strategiche costituisce parte integrante e sostanziale) dei progetti finanziati dalle risorse pubbliche stanziare nell'ambito degli strumenti del *Next Generation EU*, in esito a procedure di selezione delle proposte giunte a conclusione in data antecedente a quella di predisposizione tariffaria ai sensi dell'MTI-4.

FIG. 5.60 Investimenti pro capite (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il periodo 2024-2029

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

La spesa per investimenti relativa al campione di 156 operatori che servono 48.779.140 abitanti ammonta complessivamente (considerando anche la disponibilità di fondi pubblici) a 28 miliardi di euro per i sei anni del quarto periodo regolatorio, passando da 4,6 miliardi di euro nel 2024, a 5,6 miliardi di euro nel 2025, per poi registrare una flessione (conseguente a una progressiva contrazione dei finanziamenti pubblici disponibili) per le annualità successive (per cui la programmazione degli interventi sarà comunque oggetto di aggiornamenti a cadenza biennale), attestandosi a 5,0 miliardi di euro nel 2026, a 4,5 miliardi di euro nel 2027, a 4,3 miliardi di euro nel 2028 e a 3,9 miliardi di euro nel 2029 (Fig. 5.61).

FIG. 5.61 Trend degli investimenti complessivi pianificati per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 per il panel di gestori di riferimento (in milioni di euro)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Al fine di assicurare la corretta applicazione della regolazione per schemi regolatori *pro tempore* vigente, l'Autorità ha condotto, come di consueto, specifici approfondimenti volti ad accertare l'effettiva realizzazione degli investimenti previsti per gli anni 2022 e 2023 (biennio per cui – in sede di aggiornamento biennale – era stata

peraltro riscontrata la programmazione di una quota aggiuntiva di investimenti, rivedendo al rialzo il fabbisogno pianificato in sede di prima approvazione ai sensi dell'MTI-3).

Sulla base dei dati comunicati nell'ambito delle predisposizioni tariffarie trasmesse per il quarto periodo regolatorio, le verifiche compiute con riferimento ai costi delle immobilizzazioni computati in tariffa hanno confermato una diffusa capacità di realizzazione degli investimenti programmati (pur con una certa variabilità fra le gestioni del *panel*). Il tasso di realizzazione⁶⁰ è risultato pari al 96% nel 2022 e al 94% nel 2023, con valori più contenuti per i gestori operanti nell'area Sud e Isole (il cui tasso di realizzazione, per il 2023, si è attestato al 73%), per i quali sembrano permanere talune criticità in ordine all'esecuzione degli interventi (Tav. 5.14). Si ritiene opportuno evidenziare che parte della spesa sostenuta è stata destinata al completamento delle opere classificate come "lavori in corso".

TAV. 5.14 Ripartizione per area geografica dei tassi di realizzazione previsti per il biennio 2022-2023

AREA GEOGRAFICA	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL 2022	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL 2023
Nord-Ovest	91%	109%
Nord-Est	101%	107%
Centro	99%	97%
Sud e Isole	95%	73%
ITALIA	96%	94%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Articolazione dei corrispettivi

Con la delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr e il relativo allegato A (di seguito TICS), l'Autorità, nell'ottica di garantire la trasparenza, l'*accountability* e la *cost-reflectivity* del settore, ha definito i criteri alla base delle strutture dei corrispettivi applicati agli utenti, ai fini di un progressivo riordino delle previgenti articolazioni tariffarie, per una omogeneizzazione delle stesse in termini di razionalizzazione delle tipologie d'uso.

In particolare, con riferimento specifico all'utenza domestica residente, l'Autorità, all'articolo 3, comma 3.4, lett. a), del TICS, aveva introdotto un meccanismo graduale che prevedeva, in sede di prima applicazione della nuova disciplina, l'adozione di tariffe per tale categoria secondo un criterio di tipo *pro capite* standard (ossia considerando un'utenza domestica residente tipo di tre componenti), nelle more del completamento di un set informativo necessario all'applicazione di tariffe *pro capite* puntuali. A partire dal 1° gennaio 2022, rilevano invece le previsioni di cui all'articolo 3, comma 3.4, lett. b), del TICS, che introducono, per l'utenza domestica residente, tariffe *pro capite* basate sull'effettiva numerosità dei componenti il nucleo familiare di ciascuna utenza.

⁶⁰ In particolare, il tasso di realizzazione tiene conto del fabbisogno di investimenti pianificato per ciascun anno t (IP_t^{exp}) e degli investimenti realizzati in ciascun anno t , calcolati considerando:

- l'incremento del valore delle immobilizzazioni di categoria c risultante dalle fonti contabili $IP_{t,c}$ (inclusivo del valore dei contributi a fondo perduto CFP);
- la spesa sostenuta per l'avanzamento delle opere classificate come "lavori in corso", ossia la variazione del saldo delle immobilizzazioni in corso rispetto all'anno precedente (ΔLIC_t).

L'Autorità, nel corso delle attività istruttorie svolte in sede di approvazione delle proposte tariffarie presentate per il quarto periodo regolatorio 2024-2029, ai sensi dell'MTI-4, richiede stabilmente ai soggetti competenti conferma che siano effettivamente concluse le attività di acquisizione, nonché le procedure per il periodico aggiornamento, delle informazioni e dei dati all'uopo necessari, richiedendo all'EGA di monitorare le attività poste in essere dal gestore per superare, laddove ravvisate, le criticità applicative in ordine alla mancata disponibilità di banche dati opportunamente dettagliate.

Le analisi che seguono aggiornano, con le strutture in vigore nell'annualità più recente 2024, le elaborazioni descritte nella scorsa edizione della *Relazione Annuale*, condotte sulle strutture dei corrispettivi adottate per il 2023, secondo le previsioni di cui al citato comma 3.4, lett. b), del TICS1, e riguardano un campione di 63 operatori⁶¹ che operano in 49 ATO/sub-ambiti e che servono circa 34 milioni di abitanti (Tav. 5.15), in continuità con l'annualità precedente.

TAV. 5.15 Campione di riferimento (numero di ambiti, abitanti e numero di gestioni)

AREA GEOGRAFICA	(N.) ATO/SUB ATO	POPOLAZIONE (ABITANTI)	(N.) GESTIONI
Nord-Ovest	12	8.606.957	19
Nord-Est	15	7.769.325	21
Centro	14	8.054.999	14
Sud e Isole	8	9.392.025	9
ITALIA	49	33.823.306	63

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Per ciascuna delle gestioni del campione è stata analizzata la struttura dei corrispettivi *pro capite* associata all'utenza domestica residente, prendendo a riferimento un'utenza tipo di tre componenti il nucleo familiare. In particolare, la tavola 5.16 mostra la struttura media, ottenuta attraverso una media ponderata per la popolazione dei limiti inferiori e superiori di ciascuno scaglione.

TAV. 5.16 Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: scaglioni di consumo, anno 2024 (valori medi)

	SCAGLIONE A TARIFFA AGEVOLATA	SCAGLIONE A TARIFFA BASE	SCAGLIONE DI I ECCEDENZA	SCAGLIONE DI II ECCEDENZA	SCAGLIONE DI III ECCEDENZA
Minimo di scaglione (mc)	0	77	150	235	336
Massimo di scaglione (mc)	76	149	234	335	-
Popolazione residente (abitanti)	33.823.306	33.823.306	32.277.268	22.984.686	22.984.686

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

⁶¹ Si consideri che per sette gestioni del campione (che erogano il servizio a circa 2,85 milioni di abitanti) l'articolazione tariffaria 2024 applica transitoriamente la medesima articolazione del 2023. Per 19 gestioni del medesimo campione (per una popolazione servita di 15,4 milioni circa di abitanti), l'Autorità ha concluso le relative istruttorie procedendo all'approvazione delle proposte tariffarie ai sensi dell'MTI-4.

In particolare, la tavola 5.16 mostra che la fascia di consumo a cui è associata una tariffa agevolata risulta in media più ampia (76 mc) di quella indicata nel TICSÌ, evidenziando come molti soggetti competenti abbiano fatto ricorso alla facoltà, introdotta dal provvedimento da ultimo richiamato, di individuare un'ampiezza della classe a tariffa agevolata superiore a quella minima definita dall'Autorità e fissata pari a 54,75 mc/anno per un'utenza domestica residente tipo composta da tre persone (tenuto conto del quantitativo minimo vitale di 50 litri/abitante/giorno, ossia 18,25 mc/abitante/anno). In coerenza con le previsioni del TICSÌ, infatti, la numerosità del nucleo familiare incide sull'ampiezza degli scaglioni, estendendoli, nel caso di utenze numerose, e restringendoli, nel caso di utenze poco numerose, al fine di tener adeguatamente conto dell'utilizzo della risorsa idrica correlato all'effettiva esigenza legata alla numerosità del nucleo. In relazione a questo specifico aspetto, da un'analisi più di dettaglio sulle singole scelte di articolazione operate dai soggetti competenti, si osserva che, accanto a una maggioranza di gestioni che applicano un criterio di rigorosa proporzionalità nel dimensionare ciascuna fascia di consumo rispetto al numero di componenti, sono presenti nel campione alcune gestioni (che servono 3,9 milioni di abitanti) per le quali l'ampiezza di ogni scaglione cresce in maniera meno che proporzionale in base alla numerosità, utilizzando dei fattori di scala potenzialmente correlati ai dati di consumo empiricamente riscontrati per numero di componenti il nucleo familiare.

Dall'analisi della tariffa media applicata al servizio di acquedotto, riportata nella tavola 5.17, si rileva un valore della tariffa agevolata in media pari a 0,64 euro/mc, da cui si desume un livello di agevolazione media applicata pari a circa il 40% della tariffa base, valore ricadente nell'intervallo stabilito dal TICSÌ (compreso tra il 20% e il 50% della tariffa base).

Con riferimento al rapporto tra la tariffa della terza eccedenza rispetto alla tariffa agevolata, per il campione esaminato, si rileva un valore in media pari a circa 4,8, in linea con la disposizione del TICSÌ di cui al comma 5.3 che ne impone il limite nel rapporto di 1:6.

TAV. 5.17 *Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2024*

	TARIFFA AGEVOLATA	TARIFFA BASE	TARIFFA DI I ECCEDENZA	TARIFFA DI II ECCEDENZA	TARIFFA DI III ECCEDENZA
Media ponderata su popolazione (euro/mc)	0,638	1,073	1,667	2,377	3,039
Max (euro/mc)	1,457	2,173	4,824	5,090	7,636
Min (euro/mc)	0,150	0,188	0,386	0,639	0,684
Popolazione residente (abitanti)	33.823.306	33.823.306	32.277.268	22.984.686	22.984.686

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

In relazione ai corrispettivi variabili per i servizi di fognatura e depurazione, si rileva la presenza di tariffe *flat* al variare del consumo, in aderenza al comma 6.2 del TICSÌ, i cui valori di riferimento (pari, in media a 0,293 euro/mc per la fognatura e a 0,722 euro/mc per la depurazione) sono riportati nella tavola 5.18.

TAV. 5.18 Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2024

	QUOTA VARIABILE FOGNATURA	QUOTA VARIABILE DEPURAZIONE
Media ponderata su popolazione (euro/mc)	0,293	0,722
Max (euro/mc)	0,775	1,359
Min (euro/mc)	0,146	0,386
Popolazione residente (abitanti)	33.823.306	

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Per quanto attiene alla quota fissa i cui valori di riferimento sono riportati nella tavola 5.19, si riscontra un valore medio del corrispettivo fisso per il servizio idrico integrato pari a 38,6 euro/anno, di cui 21,3 euro/anno per il servizio di acquedotto, 5,6 euro/anno per il servizio di fognatura e 11,7 euro/anno per il servizio di depurazione, con una elevata variabilità tra i valori minimi e i valori massimi.

TAV. 5.19 Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestica residente, anno 2024

	QUOTA FISSA ACQUEDOTTO	QUOTA FISSA FOGNATURA	QUOTA FISSA DEPURAZIONE	QUOTA FISSA SII
Media ponderata su popolazione (euro/anno)	21,3	5,6	11,7	38,6
Max (euro/anno)	51,1	22,2	32,7	93,2
Min (euro/anno)	2,5	0,625	0,63	7,0
Popolazione residente (abitanti)	33.823.306			

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato per l'anno 2024

Come riportato nella tavola 5.20, considerando le 63 gestioni del campione di riferimento, la spesa media sostenuta nel 2024 da un'utenza domestica residente tipo (famiglia di tre persone con consumo annuo pari a 150 mc), comprensiva di IVA al 10%, risulta a livello nazionale pari a 365 euro/anno (2,43 euro per metro cubo consumato), con un valore medio più contenuto nel Nord-Ovest (276 euro/anno) e più elevato al Centro (pari a 448 euro/anno). Peraltro, come più volte rilevato, anche i dati relativi al 2024 confermano che la spesa più consistente per l'utenza domestica tipo è rinvenibile nella macroarea del Paese in cui i soggetti competenti hanno programmato, per il periodo 2024-2029, una maggiore spesa *pro capite* per investimenti da finanziare attraverso la tariffa.

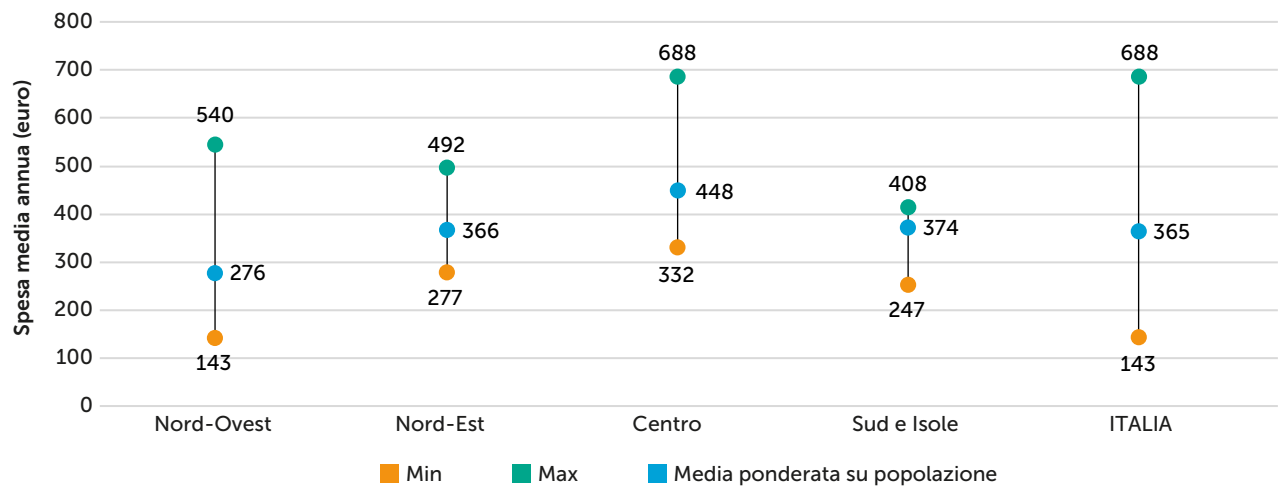
TAV. 5.20 Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2024 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 mc; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/mc)

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (EURO/ANNO)	SPESA UNITARIA (EURO/MC)
Nord-Ovest	Media ponderata su popolazione	275,9	1,84
	Max	539,6	3,60
	Min	143,0	0,95
Nord-Est	Media ponderata su popolazione	365,9	2,44
	Max	491,6	3,28
	Min	276,5	1,84
Centro	Media ponderata su popolazione	448,3	2,99
	Max	688,2	4,59
	Min	332,4	2,22
Sud e Isole	Media ponderata su popolazione	374,5	2,50
	Max	407,7	2,72
	Min	246,6	1,64
ITALIA	Media ponderata su popolazione	365,0	2,43
	Max	688,2	4,59
	Min	143,0	0,95

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come rappresentato anche nella figura 5.62, la spesa annuale dell'utenza domestica presenta un'elevata variabilità anche nell'ambito della medesima area geografica, riflettendo la già discussa eterogeneità dei costi unitari del servizio. A titolo esemplificativo, nel Nord-Ovest, la famiglia tipo con consumo di 150 mc/anno è chiamata a sostenere un esborso annuale per il servizio idrico pari, in media, a 276 euro/anno, valore compreso tra un minimo di 143 euro/anno e un massimo di 540 euro/anno.

FIG. 5.62 Variabilità della spesa media annua nel 2024 (in euro per consumi annuali di 150 mc)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici residenti per consumi annui di 150 mc (Tav. 5.21), si osserva come il 38,6% della spesa sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 141,0 euro/anno.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta, rispettivamente, a 43,9 euro/anno (12,0% del totale) e a 108,2 euro/anno (29,7%).

TAV. 5.21 Componenti della spesa media nel 2024 (spesa in euro/anno)

SPESA	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA
Spesa per consumi di 150 m ³ (euro/anno)	141,0	43,9	108,2	38,6	33,2
Incidenza sulla spesa totale	38,6%	12,0%	29,7%	10,6%	9,1%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Rispetto alla spesa media dell'utenza domestica stimata per l'anno 2023 per il medesimo campione, pari a 345,0 euro l'anno⁶², si osserva un incremento medio a livello nazionale del 5,8%, maggiore nelle aree del Nord (+8%), più contenuto al Sud e nelle Isole (+2%) e allineato alla media nazionale nelle regioni del Centro (+6%).

Spesa media dell'utenza non domestica per il servizio idrico integrato per l'anno 2024

A seguito degli obblighi introdotti dalla delibera 23 dicembre 2021, 609/2021/R/idr, volti al rafforzamento della trasparenza verso le utenze, sia in relazione alle forme di tutela in caso di perdite occulte, sia in merito alle nuove previsioni rinvenibili nella rifusione della direttiva europea sulle acque potabili⁶³, nonché ad accrescere la consapevolezza dei consumi per le utenze indirette sottese alle utenze raggruppate, è stato possibile stimare un "Consumo annuo medio", a partire dai dati pubblicati sui siti internet di 29 delle 63 gestioni del campione, per le diverse categorie di utenza non domestica, riferito, nello specifico, all'uso "artigianale e commerciale"⁶⁴.

È opportuno, tuttavia, precisare come l'estrema varietà di usi sottesi a una medesima categoria di utenza non domestica prevista dal TICS I non consenta di individuare un profilo "tipo" adeguatamente e stabilmente rappresentativo a livello nazionale delle diverse attività economiche a essa riferibili. In questi termini, il consumo annuo medio stimato non è indicativo di un consumo "tipo" della categoria "artigianale e commerciale", laddove lo stesso TICS I all'articolo 9 prevede che possano essere adottate ulteriori sotto-tipologie di usi al fine di tener conto, da un lato, del valore aggiunto dell'impiego dei servizi idrici nell'ambito delle attività svolte, dall'altro lato, dell'idro-esigenza delle attività svolte, in tal modo evidenziando ulteriormente la molteplicità negli usi e nel valore potenzialmente attribuito alla risorsa idrica nei diversi processi produttivi, artigianali, commerciali in es-

⁶² Si rimanda al dato riportato nella scorsa edizione della *Relazione Annuale*, Volume I "Stato dei servizi", in particolare alla tavola 5.24. Si rammenta, peraltro, che per 24 gestioni del campione (che erogano il servizio a circa 9,5 milioni di abitanti) i moltiplicatori tariffari relativi alle articolazioni tariffarie 2023 proposti dal soggetto competente erano ancora in fase di specifica istruttoria, ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, alla data di redazione della scorsa *Relazione Annuale*.

⁶³ Direttiva (UE) 2020/2184 concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano (rifusione), in vigore dal 2 gennaio 2021, recepita con decreto legislativo n. 18 del 23 febbraio 2023.

⁶⁴ Ai sensi dell'articolo 8 del TICS I, le diverse tipologie di utenze non domestiche sono ricondotte a sei distinte categorie: 1) Uso industriale; 2) Uso artigianale e commerciale; 3) Uso agricolo e zootecnico; 4) Uso pubblico non disalimentabile; 5) Uso pubblico disalimentabile; 6) Altri usi.

sere, anche in base allo specifico tessuto socio-economico locale. Il valore di consumo annuo ottenuto è bensì funzionale alla stima di una spesa media a livello nazionale sostenuta dall'utenza non domestica afferente alla categoria "artigianale e commerciale", senza necessariamente configurarsi, a differenza della spesa dell'utenza domestica residente di cui alla tavola 5.20, quale spesa "tipo".

Come riportato nella tavola 5.22, le 29 gestioni, che operano in 27 ATO/sub-ambiti, servono circa 18 milioni di abitanti.

TAV. 5.22 *Campione di riferimento (numero di ambiti, abitanti e numero di gestioni) per la stima del consumo annuo medio della categoria di utenza non domestica "artigianale e commerciale"*

AREA GEOGRAFICA	ATO/SUB ATO (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTIONI (N.)
Nord-Ovest	5	3.973.593	6
Nord-Est	10	4.216.902	11
Centro	9	6.569.078	9
Sud e Isole	3	3.254.350	3
ITALIA	27	18.013.923	29

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Sulla base dei dati resi disponibili dalle 29 gestioni del campione di riferimento, il consumo annuo medio risulta pari, a livello nazionale, a 285 mc, come riportato nella tavola 5.23, con una variabilità più marcata rilevata nell'area Nord-Ovest del Paese e sostanzialmente con valori confrontabili nelle altre aree geografiche.

TAV. 5.23 *Consumo medio per la categoria non domestica "artigianale/commerciale" (mc)⁶⁵*

AREA GEOGRAFICA		CONSUMO MEDIO (MC)
Nord-Ovest	Media	558
	Max	1.378
	Min	188
	Deviazione standard	484
Nord-Est	Media	207
	Max	301
	Min	149
	Deviazione standard	58
Centro	Media	214
	Max	456
	Min	134
	Deviazione standard	103

(segue)

⁶⁵ Laddove siano pubblicati valori di consumo medio diversi per le diverse sotto-tipologie di articolazione afferenti alla medesima categoria "artigianale e commerciale", è stato dapprima calcolato il consumo come media pesata per il relativo numero di utenze sottose a ciascuna delle sotto-tipologie previste, così come comunicato dal soggetto competente nell'ambito delle predisposizioni tariffarie trasmesse per il quarto periodo regolatorio ai sensi dell'MTI-4.

AREA GEOGRAFICA		CONSUMO MEDIO (MC)
Sud e Isole	Media	241
	Max	276
	Min	208
	Deviazione standard	34
ITALIA	Media	285
	Max	1.378
	Min	134
	Deviazione standard	257

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Considerando l'intero campione di 63 gestioni, la spesa media sostenuta nel 2024 da un'utenza non domestica afferente alla categoria "artigianale e commerciale", comprensiva di IVA al 10%, supponendo un consumo di 285 mc/anno, risulta a livello nazionale pari a 1.013 euro/anno (3,55 euro per metro cubo consumato), con un valore medio più contenuto nel Nord-Ovest (716 euro/anno) e più elevato al Centro (pari a 1.329 euro/anno) (Tav. 5.24).

TAV. 5.24 *Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2024 per l'utenza non domestica afferente alla categoria "artigianale e commerciale" (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 285 mc, spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/mc)*

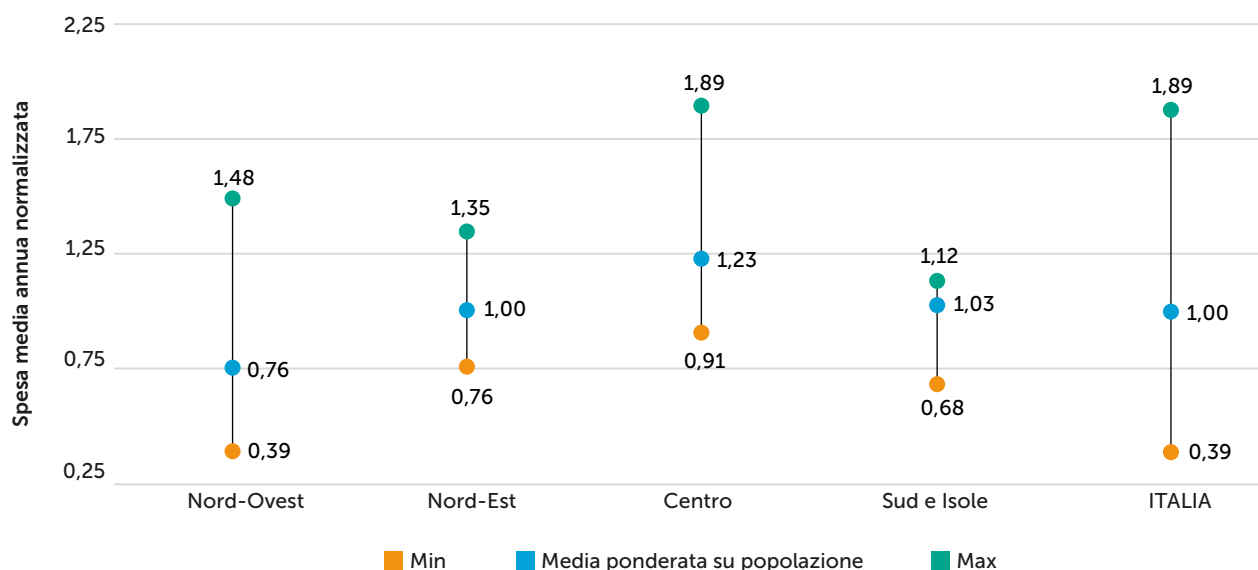
AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (EURO/ANNO)	SPESA UNITARIA (EURO/MC)
Nord-Ovest	Media ponderata su popolazione	716	2,51
	Max	1.458	5,11
	Min	415	1,46
Nord-Est	Media ponderata su popolazione	970	3,4
	Max	1.397	4,9
	Min	617	2,16
Centro	Media ponderata su popolazione	1.329	4,66
	Max	2.057	7,21
	Min	1.011	3,54
Sud e Isole	Media ponderata su popolazione	1.052	3,69
	Max	1.538	5,39
	Min	598	2,1
ITALIA	Media ponderata su popolazione	1.013	3,55
	Max	2.057	7,21
	Min	415	1,46

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come già rilevato per la spesa annuale dell'utenza domestica residente (Tav. 5.20), si riscontra un'elevata variabilità tra le diverse aree geografiche del territorio nazionale e nell'ambito della medesima area geografica anche per la spesa non domestica oggetto di questo specifico approfondimento. Tale eterogeneità riflette in larga parte

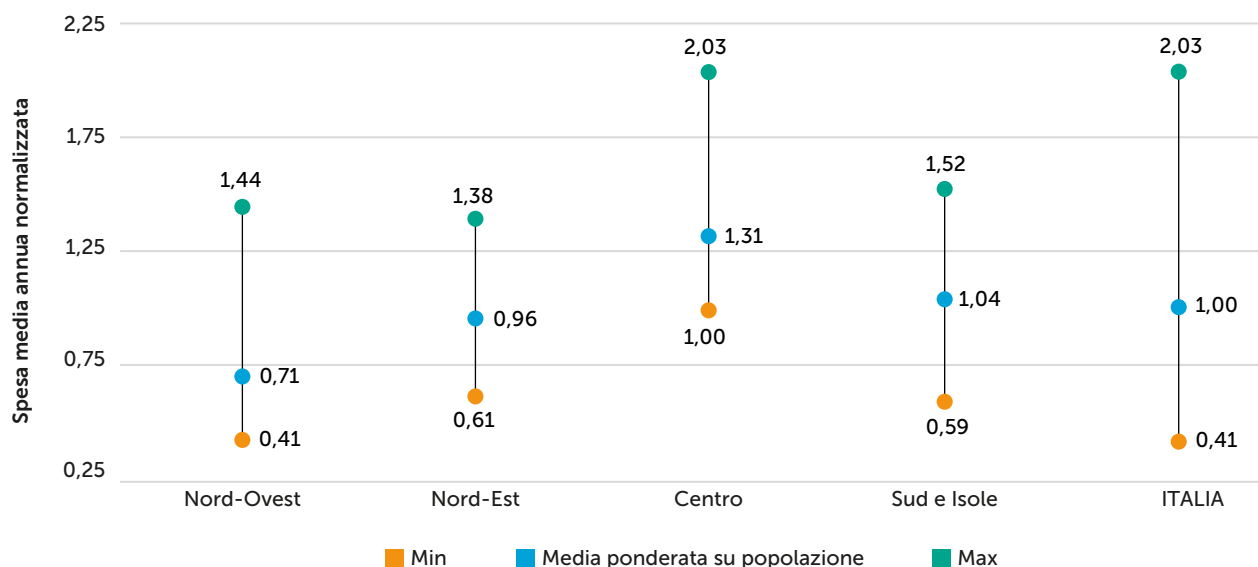
l'esistenza dei differenziali tra i costi medi unitari di fornitura del servizio tra le varie gestioni (si veda la figura 5.58 del paragrafo "Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità"), al contempo risentendo, in misura più limitata, delle politiche di diversificazione dei corrispettivi in capo ai soggetti locali (EGA), nei limiti di flessibilità consentiti dal TICS. Effettivamente, dal raffronto delle due figure seguenti (Figg. 5.63 e 5.64) che rappresentano la variabilità della spesa media annua per le due diverse categorie di utenza oggetto di analisi, previa normalizzazione rispetto al rispettivo valor medio a livello nazionale ai fini di un confronto omogeneo, sembrano emergere dinamiche di eterogeneità assolutamente paragonabili tra le diverse aree geografiche, mentre pare rivelarsi più esteso l'intervallo di variabilità all'interno della zona del Sud e delle Isole per la spesa non domestica.

FIG. 5.63 Variabilità normalizzata della spesa media annua nel 2024 (per utenza domestica residente tipo e consumi annuali di 150 mc)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.64 Variabilità normalizzata della spesa media annua nel 2024 (per utenza non domestica "artigianale e commerciale" e consumi annuali di 285 mc)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Se l'eterogeneità della spesa risente degli ampi divari tra i costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario nelle diverse aree del Paese, molteplici sono i fattori, spesso di natura esogena, che potenzialmente giustificano tali differenze. In primo luogo, vi sono caratteristiche legate alla geografia dei territori, in termini, per esempio, di disponibilità e qualità delle fonti di approvvigionamento (assetto idrogeologico), che influiscono sui costi di potabilizzazione, per esempio, determinando un maggiore ricorso nell'area del Centro a trattamenti di tipo fisico e chimico "spinto" o di affinamento (*i.e.* ozonizzazione, adsorbimento, filtrazione su membrana, osmosi inversa). In aggiunta, la distanza delle medesime fonti dalle reti di distribuzione, unita a elementi di morfologia e orografia, incidono sui costi di trasporto del vettore idrico, legati in larga misura al consumo di energia elettrica. Nello specifico, si osserva una netta prevalenza dell'estensione delle reti di distribuzione rispetto a quella riferita alle reti di adduzione laddove le fonti di approvvigionamento sono in genere diffuse e più vicine ai luoghi di consumo (tipicamente nelle regioni settentrionali), mentre nell'area meridionale del Paese, dove sono presenti infrastrutture di trasporto di estensione significativa, anche interregionale, si nota, invece, un incremento dell'incidenza delle reti di adduzione. Un altro fattore rilevante è rappresentato dal grado di copertura del servizio di depurazione e fognatura e, laddove forniti, dal tasso di conformità alla direttiva europea sulle acque reflue, 91/271/CEE⁶⁶, monitorato nell'ambito della regolazione della qualità tecnica introdotta dall'Autorità attraverso il prerequisito "conformità alla normativa sulla gestione delle acque reflue". Anche il diverso livello di complessità dei trattamenti dei reflui depurati (più avanzati nelle regioni settentrionali), così come la diversa incidenza di tipologia di rete fognaria gestita potrebbe incidere sul livello dei costi: pur emergendo a livello nazionale la prevalenza di condotte di tipo misto, ovvero di reti progettate per il collettamento congiunto di scarichi domestici (inclusi eventualmente anche gli scarichi industriali) e delle acque meteoriche, si evidenziano significative differenze a livello di area geografica nella relativa ripartizione, con il Nord-Est caratterizzato da una presenza più consistente di reti nere (condotte dedicate al trasporto delle acque reflue domestiche) e reti bianche (condotte destinate solamente all'allontanamento delle acque piovane) rispetto all'area del Centro⁶⁷. Accanto ad aspetti che accomunano le diverse aree geografiche, possono infine evidenziarsi problematiche molto specifiche su scala locale, che richiedono interventi particolarmente complessi ed onerosi, oltre a determinare un'elevata incidenza di costi operativi.

⁶⁶ La direttiva 91/271/CEE, concernente il trattamento delle acque reflue, prevede che tutti gli agglomerati con carico generato maggiore di 2.000 abitanti equivalenti (AE) siano provvisti di adeguati sistemi di reti fognarie (art. 3) e che le acque reflue che confluiscono in reti fognarie siano sottoposte a specifici trattamenti prima dello scarico nell'ambiente (art. 4, art. 5 e art. 10). Allo stato attuale, sono tre i procedimenti europei che sono giunti a condanna da parte della Corte di Giustizia dell'Unione europea: si tratta del procedimento 2004/2034, con sentenza del 31 maggio 2018 (causa C-251/17), del procedimento 2009/2034, con sentenza del 10 aprile 2014 (causa C-85/13) e del procedimento 2014/2059, con sentenza del 6 ottobre 2021 (causa C-668/19). Per completezza, si segnala che vi è un ulteriore procedimento avviato e non ancora giunto a condanna per l'Italia: si tratta del procedimento 2017/2181.

⁶⁷ Per una descrizione approfondita, si rimanda al paragrafo "Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica" del presente Capitolo 5.

Qualità contrattuale

Nel corso del mese di aprile 2025 si è chiusa l'edizione annuale della raccolta dati "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato"⁶⁸, finalizzata a permettere all'Autorità, nell'ambito delle proprie funzioni di regolazione e controllo, di acquisire informazioni in merito alle prestazioni rese dai gestori del Servizio idrico integrato (SII) nel corso del 2024 e di monitorare l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza in seguito all'introduzione degli standard minimi, omogenei sul territorio nazionale, avvenuta con la delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr e il relativo allegato A, recante "Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli che lo compongono (RQSII)", entrata in vigore il 1° luglio 2016. Con la raccolta sono stati acquisiti anche i dati di riepilogo utili alla valutazione dei macro-indicatori di qualità contrattuale sui quali è basato il meccanismo incentivante di premi e penalità introdotto con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr e aggiornato nelle sue modalità applicative con la delibera 28 dicembre 2023, 637/2023/R/idr.

Come per le precedenti edizioni, la raccolta dati è stata rivolta a tutti i gestori del servizio idrico integrato, nonché agli Enti di governo dell'ambito (di seguito anche EGA), chiamati a validare le informazioni dichiarate dai pertinenti gestori al fine di verificarne la correttezza, la coerenza e la congruità e segnalare eventuali necessità di modifica o integrazione.

Con la presente *Relazione Annuale* viene fornita una illustrazione in forma aggregata dei risultati comunicati dai gestori relativamente all'annualità 2024, rinviando a un secondo momento la diffusione puntuale dei dati afferenti alle singole gestioni, che verranno pubblicati sul sito internet dell'Autorità, in attuazione a quanto previsto dal comma 77.7 della RQSII, al fine di rafforzare nei consumatori la consapevolezza circa le caratteristiche dei servizi offerti dagli operatori.

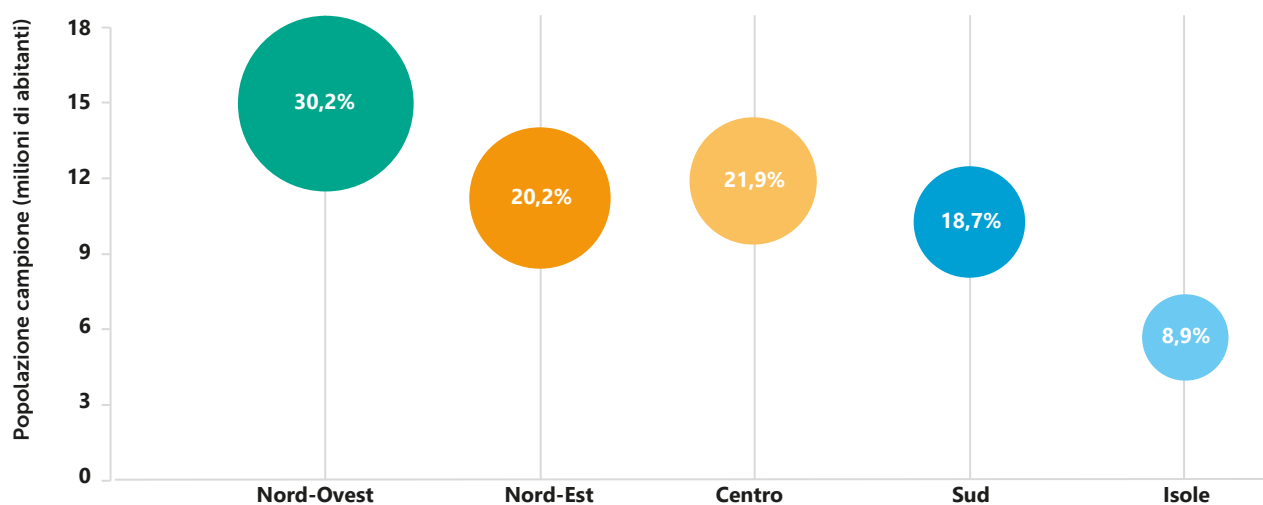
Si precisa che i dati di qualità contrattuale sono forniti per singola gestione, in riferimento ai singoli ambiti territoriali in cui viene erogato il servizio, e le informazioni sono raggruppate sulla base delle prestazioni rese all'utenza per tipologia d'uso⁶⁹.

Nei successivi sottoparagrafi vengono riportati gli esiti di un'analisi effettuata su un *panel* composto da 252 gestioni, che copre circa l'88,2% della popolazione residente italiana (52,1 milioni di abitanti). Nella figura 5.65 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche: per il 2024, il 50,4% della popolazione servita dalle gestioni rispondenti alla raccolta dati è residente nelle regioni del Nord, il 21,9% nelle regioni del Centro, il 18,7% nelle regioni del Sud e l'8,9% nelle Isole. Tale distribuzione risulta sostanzialmente in linea con quella del campione di riferimento per la disamina dei dati relativa all'anno 2023⁷⁰, per la quale si rimanda alla *Relazione Annuale 2024*.

68 La raccolta dati viene effettuata anche al fine di sistematizzare le informazioni che i gestori del Servizio idrico integrato (di seguito anche SII) sono tenuti a trasmettere in ottemperanza agli obblighi di comunicazione previsti dalla delibera 655/2015/R/idr.

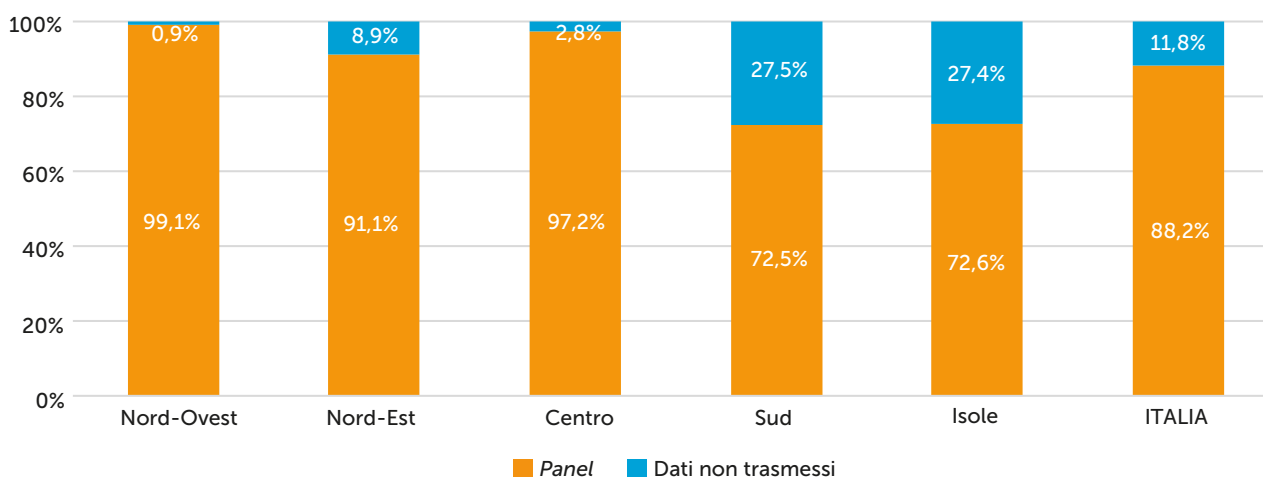
69 Si sottolinea che, sulla base di quanto disposto con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, a partire dal 2020, le prestazioni di qualità contrattuale sono registrate con riferimento alle sotto-tipologie d'uso previste dal TICSII (allegato A alla delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr), e sono poi comunicate all'Autorità secondo le tipologie d'uso previste dal medesimo TICSII, ossia: uso domestico (art. 2 TICSII); uso diverso dal domestico (art. 8 TICSII).

70 Complessivamente ha risposto alla raccolta dati relativa al 2023 un insieme di 234 gestioni, che erogano il servizio a circa l'88,5% della popolazione residente italiana.

FIG. 5.65 Ripartizione del panel 2024 per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Confrontando la distribuzione geografica della popolazione servita dal *panel* con la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.66), si evince che le aree maggiormente rappresentate sono il Nord-Ovest, con una copertura pressoché totale (99,1%) e il Centro, con una copertura pari al 97,2%, seguite dal Nord-Est, con una copertura del 91,1%. Come per le precedenti edizioni della raccolta dati, risultano meno rappresentate le aree del Sud (72,5%) e delle Isole (72,6%); si conferma, pertanto, l'incidenza delle differenti caratteristiche gestionali e operative che contraddistinguono la struttura organizzativa delle gestioni operanti al Sud e nelle Isole.

FIG. 5.66 Popolazione servita dal panel nel 2024 per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

L'analisi dei livelli di qualità garantiti all'utenza, illustrata nei sottoparagrafi che seguono, è basata sulla verifica del rispetto degli standard specifici e generali introdotti dall'Autorità (29 standard specifici e 14 standard generali), aggregando, laddove non diversamente specificato, i dati riferiti a tutte le tipologie d'uso e mettendo a confronto i risultati del 2024 con quelli dell'anno precedente, già descritti nella *Relazione Annuale 2024*⁷¹. Viene, altresì,

⁷¹ Si precisa che in alcuni casi i dati del 2023 potrebbero marginalmente differire rispetto a quelli riportati nella *Relazione Annuale 2024* per effetto di rettifiche apportate dai gestori (ed eventualmente validate dai rispettivi EGA) successivamente alla pubblicazione degli stessi.

esaminata la diffusione di eventuali standard migliorativi e/o aggiuntivi approvati dall'ente di governo dell'ambito territorialmente competente.

Un *focus* specifico viene, poi, dedicato ai macro-indicatori di qualità contrattuale cui è associato il meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr. Da ultimo viene analizzato l'impatto in tariffa, in termini di oneri aggiuntivi, derivante dall'adeguamento agli standard di qualità contrattuale del SII fissati dall'Autorità, anche con riferimento agli obiettivi di miglioramento riferiti ai citati macro-indicatori.

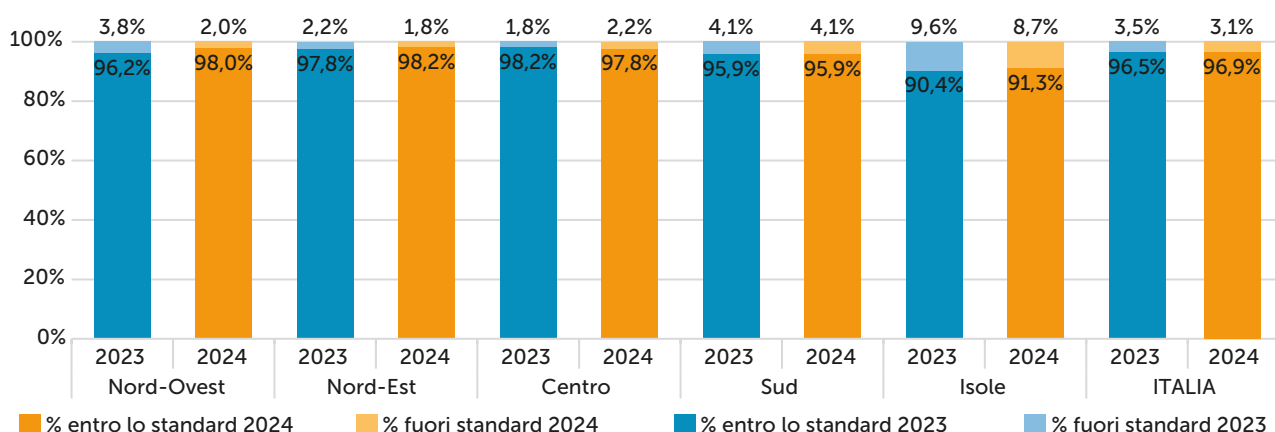
Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2024

Livelli associati agli standard specifici di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Le elaborazioni oggetto del presente sottoparagrafo forniscono indicazioni sintetiche in ordine al livello di rispetto degli standard specifici di qualità previsti dall'RQSII ovvero riportati nella Carta dei servizi, qualora nella medesima siano fissati standard migliorativi rispetto a quelli disposti dalla regolazione per le prestazioni da assicurare all'utenza.

Nella figura 5.67 viene evidenziato, per area geografica e a livello nazionale, il dato relativo alla percentuale di rispetto degli standard specifici di qualità afferenti al complesso delle prestazioni⁷² offerte all'utenza dalle gestioni del *panel*. I dati mostrano, anche per il 2024, un elevato livello di qualità contrattuale offerto, sostanzialmente in linea rispetto al 2023 non solo a livello nazionale ma anche a livello di singola area, con una percentuale di mancato rispetto dello standard pari in media al 3,1% nel 2024 (in miglioramento rispetto al 3,5% registrato nel 2023).

FIG. 5.67 Rispetto degli standard specifici per area



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

⁷² Dall'analisi vengono esclusi gli standard sulla periodicità di fatturazione (che, imponendo di garantire un numero minimo di fatture annue che varia a seconda del consumo medio annuo dell'utente – 2, 3, 4 o 6 fatture/anno – risulta di complessa rappresentazione nell'ambito della presente analisi che si concentra sul rispetto dello standard a livello aggregato) e sul tempo per l'emissione della fattura, che, con circa il 97% delle prestazioni eseguite per entrambi gli anni (77,8 milioni di prestazioni nel 2024), influenza in modo rilevante il risultato medio e non permette di fornire un'efficace rappresentazione degli altri 27 indicatori.

La disaggregazione per area, inoltre, permette di rilevare che il miglioramento della media nazionale è dovuto alla *performance* delle gestioni operanti nel Nord-Ovest che arrivano nel 2024 al 98% di rispetto degli standard specifici, raggiungendo il livello medio delle gestioni del Centro e al Nord-Est; nel biennio si rilevano inoltre, livelli in aggregato invariati per il Sud (circa 96%) mentre per le Isole, le cui gestioni comunque esprimono il livello di rispetto più contenuto, si registra un incremento dei livelli di rispetto pari a circa l'1% (dal 90,4% al 91,3% nel biennio).

Nella tavola 5.25 viene fornito un dettaglio delle prestazioni eseguite relativamente a 28 standard specifici, escludendo dall'analisi lo standard relativo alla periodicità di fatturazione. Nel 2024 si confermano i livelli qualitativi generalmente elevati registrati nel 2023 con particolare riferimento alle prestazioni che afferiscono alla gestione del rapporto contrattuale, quali, per esempio, l'emissione della fattura, la risposta alle richieste scritte di informazioni, i tempi per l'esecuzione della voltura, la fascia di puntualità per gli appuntamenti concordati e la riattivazione della fornitura in seguito a morosità (da effettuare in due giorni lavorativi), indicatore sul quale evidentemente viene posta particolare attenzione anche in virtù dell'applicazione della specifica regolazione prevista dall'Autorità già a partire dal 2020⁷³; si evidenzia, inoltre, un sostanziale miglioramento per il tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio (-5,6% dei casi di mancato rispetto), così come per gli indicatori relativi alle verifiche del livello di pressione e per le comunicazioni tra gestori in caso di gestione non aggregata del SII (queste ultime caratterizzate però da una numerosità molto contenuta). Per contro, tra gli indicatori che mostrano una flessione dei livelli medi di rispetto, si evidenzia il caso del tempo per la riattivazione/subentro nella fornitura con modifica alla portata del misuratore, con una quota di fuori standard in crescita del 7% dovuta, però, alla *performance* negativa di una sola gestione del Nord-Est, escludendo la quale il risultato sarebbe sovrapponibile a quello dell'anno precedente. Inoltre, anche per il tempo di esecuzione dei lavori semplici si registra una crescita della quota di prestazioni fuori standard, nell'ordine del 3% in confronto al 2023, ma in questo caso una analisi più approfondita sui dati ha fatto emergere che diverse gestioni collocate nelle diverse aree del territorio nazionale hanno visto incrementare la propria quota di mancata ottemperanza allo standard garantito nella propria Carta dei servizi.

Con riferimento, infine, alle quote di fuori standard per cause imputabili al gestore, si registra una generale stabilità nel biennio considerato, fatta eccezione per alcuni indicatori che mostrano un incremento delle stesse (nell'ordine del 15% circa) ma per i quali i livelli di rispetto sono già molto elevati: è il caso, per esempio, dei tempi di attivazione della fornitura (77,3% di cause imputabili al gestore, in crescita del 13,3%, riferiti però ad una quota del 4,8% di prestazioni eseguite fuori standard, comunque in diminuzione rispetto all'anno precedente) e dei tempi di esecuzione della voltura (anche in questo caso, 92,5% di cause imputabili al gestore, in crescita del 15,4%, riferiti ad una quota di appena l'1,3% di prestazioni eseguite fuori standard in diminuzione rispetto al 2,2% dell'anno precedente).

⁷³ Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato introdotta con la delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr e il relativo allegato A "REMSI", entrata in vigore a far data dal 1° gennaio 2020.

TAV. 5.25 Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2023-2024

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2024	% ENTRO LO STANDARD 2024	% FUORI STANDARD 2024	% FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2024	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2023
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	446.606	98,4%	1,6%	1,7%	56,0%	60,1%
Tempo di attivazione, della fornitura	148.872	95,2%	4,8%	6,7%	77,3%	64,0%
Tempo di disattivazione della fornitura	213.087	95,9%	4,1%	4,7%	70,9%	72,0%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a morosità	96.345	99,2%	0,8%	1,1%	91,8%	92,1%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	609	86,0%	14,0%	6,9%	95,3%	97,3%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	161.658	96,6%	3,4%	3,2%	66,0%	65,0%
Tempo di esecuzione della voltura	684.403	98,7%	1,3%	2,2%	92,5%	77,1%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	19.243	95,4%	4,6%	5,8%	69,1%	69,5%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	1.470	89,9%	10,1%	9,5%	98,0%	98,6%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	113.159	92,9%	7,1%	6,4%	75,4%	72,7%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	11.007	97,0%	3,0%	3,8%	97,9%	95,7%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	23.464	95,2%	4,8%	5,7%	78,3%	70,7%

(segue)

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2024	% ENTRO LO STANDARD 2024	% FUORI STANDARD 2024	% FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2024	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2023
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	4.403	98,8%	1,2%	3,0%	94,4%	92,6%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	2.322	94,6%	5,4%	4,0%	58,7%	64,0%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	28.575	90,5%	9,5%	11,2%	74,3%	76,9%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	17.516	90,8%	9,2%	6,2%	80,9%	55,4%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	2.823	97,0%	3,0%	5,6%	85,9%	85,7%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	11.098	94,2%	5,8%	6,9%	78,2%	77,9%
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	13.557	96,0%	4,0%	3,0%	66,0%	70,7%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	2.702	98,0%	2,0%	4,2%	98,1%	99,1%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	2.708	89,3%	10,7%	16,3%	89,3%	90,7%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata <i>in loco</i>	6.814	97,9%	2,1%	1,7%	80,6%	97,6%
Tempo per la risposta a reclami	129.750	87,3%	12,7%	11,4%	97,0%	99,6%
Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	303.708	98,2%	1,8%	1,5%	97,3%	97,8%

(segue)

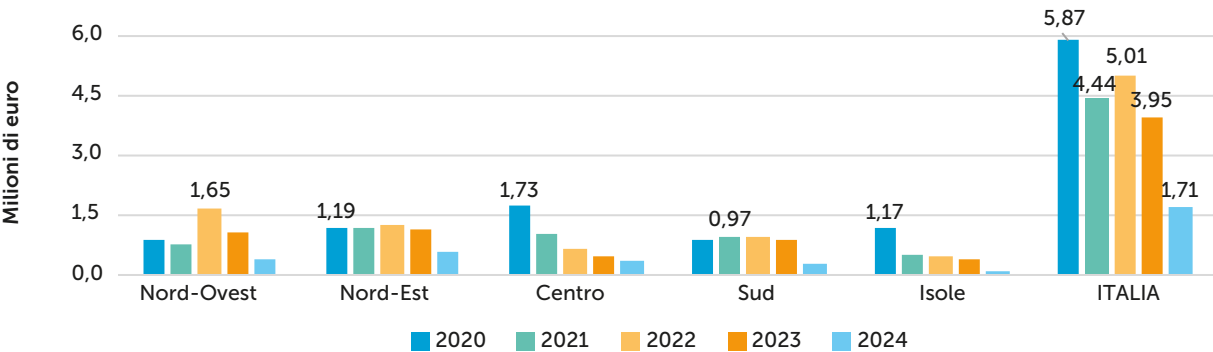
INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2024	% ENTRO LO STANDARD 2024	% FUORI STANDARD 2024	% FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2024	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2023
Tempo per l'emissione della fattura	77.789.610	99,1%	0,9%	0,3%	6,6%	20,0%
Tempo di rettifica di fatturazione	58.642	96,8%	3,2%	4,9%	98,1%	98,5%
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	148	98,6%	1,4%	9,7%	100,0%	50,0%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	126	99,2%	0,8%	7,7%	0,0%	54,5%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RSQII.

Indennizzi automatici

Nel presente sottoparagrafo vengono esposti i risultati di un'analisi sugli indennizzi automatici che i gestori sono tenuti a erogare all'utenza qualora, per cause imputabili ai gestori medesimi, la prestazione richiesta, cui è legato uno standard specifico, non venga svolta nei tempi previsti. Nella figura 5.68, è riportato l'ammontare totale indennizzato in relazione alle prestazioni eseguite fuori standard nel quinquennio 2020-2024⁷⁴.

FIG. 5.68 Totale indennizzato nel periodo 2020-2024



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

74 Il totale indennizzato è calcolato facendo riferimento all'anno in cui è maturato il diritto all'indennizzo. Per esempio, il valore del 2020 è dato dalla somma di quanto erogato nel corso del medesimo anno, nonché nell'anno 2021 (a causa del fisiologico lag temporale tra il diritto a ricevere l'indennizzo e la sua effettiva corrispondenza in bolletta) e nell'anno 2022 (con erogazione, pertanto, in forte ritardo), sempre relativamente alle prestazioni eseguite oltre lo standard nel 2020.

Disaggregando l'analisi anche per area geografica, è possibile innanzitutto evidenziare come a livello nazionale, nell'annualità 2020, l'ammontare indennizzato complessivamente si sia attestato a un livello pari a quasi 6 milioni di euro, mentre tale importo risulti sensibilmente più contenuto per gli anni successivi (di circa 1,5 milioni di euro nel 2021, 1 milione nel 2022 e 2 milioni nel 2023), riduzione in parte riconducibile al graduale miglioramento dei livelli qualitativi evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

Con riferimento all'annualità 2024, infine, risultano erogati, al 31 dicembre 2024, indennizzi per circa 1,7 milioni di euro, ma una più compiuta valutazione al riguardo potrà essere effettuata nell'ambito della prossima *Relazione Annuale* poiché, a causa del fisiologico *lag* temporale nell'erogazione degli indennizzi, buona parte di questi verrà effettivamente accreditata nel corso del 2025.

Il dato disaggregato per area mostra, inoltre, come l'anno in cui è stata erogata la quota più elevata di indennizzi per il Nord-Ovest è il 2022 (1,65 milioni), per il Sud è il 2021 (0,97 milioni) mentre nel 2020 si è registrato il valore massimo per il Nord-Est (1,19 milioni), le Isole (1,17 milioni) e in particolare il Centro; in quest'ultima area, infatti, sono stati erogati 1,73 milioni di euro, ma occorre anche tenere presente che si è avuta una diffusa adozione di standard migliorativi (come si vedrà nella successiva tavola 5.26) che rende più impegnativo il rispetto degli standard garantiti in Carta dei servizi.

Concentrando l'attenzione su quanto avvenuto nella sola annualità 2024, nella tavola 5.26. viene riportata, per tipologia d'uso, la numerosità degli indennizzi, suddivisa per anno di svolgimento delle prestazioni cui tali indennizzi sono sottesi.

Si evidenzia, per entrambe le tipologie d'uso ("uso domestico" e "uso diverso dal domestico"), che il numero di indennizzi complessivamente erogati nell'anno 2024 è principalmente riconducibile al recupero degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel 2023 non erogati nella medesima annualità per il citato *lag* temporale (generato dal fatto che l'indennizzo viene generalmente erogato con la prima bolletta utile), *lag* che risulta maggiormente evidente per quanto riguarda il solo 2024, dal momento che il numero di indennizzi relativo alle prestazioni eseguite durante l'anno (35.585 indennizzi erogati, per un totale di 1,7 milioni di euro, come mostrato dalla precedente figura 5.68) risulta contenuto rispetto al numero di casi con diritto all'indennizzo automatico (369.884 casi).

In termini relativi, invece, il peso dell'ammontare medio indennizzato (calcolato sul totale delle utenze del *panel*) e l'incidenza dei casi con diritto all'indennizzo sul totale delle utenze risultano più elevati in relazione agli usi diversi dal domestico; tale evidenza sembrerebbe confermare che le prestazioni richieste da questa tipologia di utenza potrebbero essere caratterizzate da un grado di complessità più elevato.

TAV. 5.26 Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2024 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)

TIPOLOGIA D'USO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO (N.)	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO/UTENZA (N.)	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2024 (N.)	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2023 (N.)	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2022 E PRECEDENTI (N.)	EROGAZIONI PER INDENNIZZI NEL 2024 (EURO)	TOTALE INDENNIZZATO/UTENZA NEL 2024 (EURO)
Uso domestico (art. 2 TICS)	300.046	0,018	27.385	36.472	7.875	3.180.560	0,189
Uso diverso dal domestico (art. 8 TICS)	69.838	0,029	8.200	12.227	2.442	1.057.933	0,436
TOTALE	369.884	0,019	35.585	48.699	10.317	4.238.493	0,220

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Livelli associati agli standard generali di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Il rispetto degli standard generali fissati dall'RQSII – o di quelli migliorativi riportati nella Carta dei servizi – pur mostrando valori lievemente inferiori a quelli riscontrati per gli standard specifici sopra analizzati, fa rilevare nel 2024 un buon livello di rispetto dello standard, in particolare per gli indicatori caratterizzati da una maggiore numerosità in termini di prestazioni eseguite. Tale circostanza emerge dall'analisi dei valori indicati nella tavola 5.27, nella quale viene fornito, oltre al dettaglio delle prestazioni complessivamente eseguite dai gestori del *panel* nel 2024, anche un confronto con quanto rilevato per il 2023: come per gli indicatori specifici, nel corso del biennio si evidenzia in alcuni casi un miglioramento, in altri una contrazione dei livelli di rispetto dello standard. In particolare, migliorano i tempi medi di attesa allo sportello fisico (da circa 11 minuti del 2023 a circa 8 minuti nel 2024), grazie, tra l'altro, al recupero delle gestioni di dimensioni rilevanti che nella scorsa *Relazione Annuale* avevano fatto evidenziare un incremento significativo dei tempi medi di attesa; migliora, altresì, la *performance* aggregata per il preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato (indicatore per il quale le prestazioni eseguite oltre lo standard si riducono al 5,9% nel 2024 dal 10,8% del 2023, pur vedendo più che raddoppiare la quota riconducibile a responsabilità del gestore). In aumento, invece, la quota di prestazioni eseguite oltre lo standard per i tempi di esecuzione degli allacci fognari complessi (che arriva a sfiorare il 25%) e, in maniera inferiore, per gli indicatori relativi al pronto intervento.

TAV. 5.27 Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALL'RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2024	% ENTRO LO STANDARD 2024	% FUORI STANDARD 2024	% FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2024	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2023
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	2.379	94,1%	5,9%	10,8%	89,3%	40,9%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	13.641	75,6%	24,4%	20,3%	89,2%	83,2%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	11.865	89,2%	10,8%	11,0%	72,1%	68,9%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	55.981	85,8%	14,2%	13,0%	89,5%	81,7%
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	90%	249.776	89,7%	10,3%	6,6%	63,9%	74,6%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	407.454	96,1%	3,9%	5,5%	82,9%	88,3%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	2.794.915	98,1%	1,9%	2,4%	96,3%	98,9%
Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	95%	90.641	87,5%	12,5%	14,6%	97,5%	95,5%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	60.012	95,3%	4,7%	8,9%	96,8%	94,1%
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	90%	3.425.617	91,1%	8,9%	6,4%	94,6%	92,8%
INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALL'RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2024	TEMPO MEDIO 2024		TEMPO MEDIO 2023		
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	2.758.147	8,07 minuti		11,17 minuti		

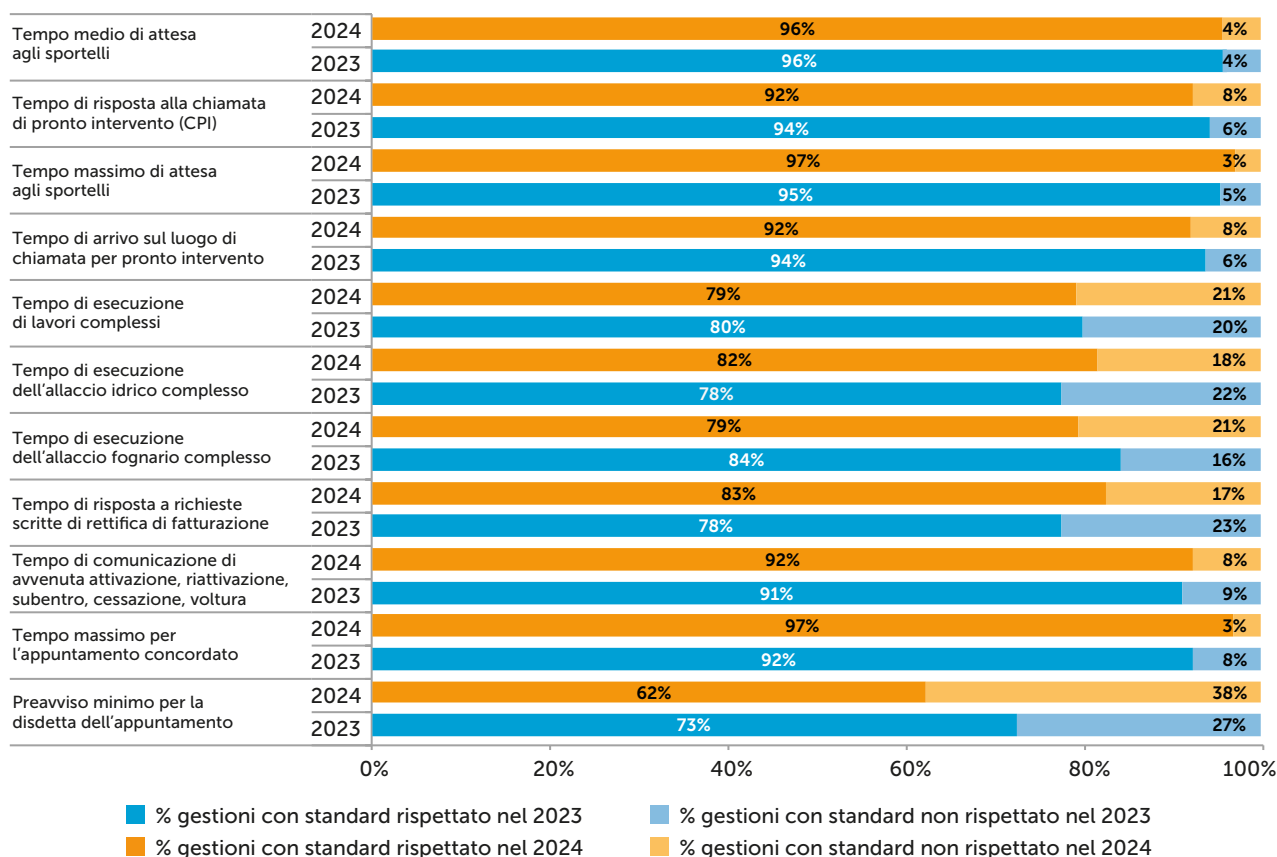
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Quanto alla quota di mancato rispetto imputabile al gestore, come visto nel sottoparagrafo precedente per gli standard specifici, risulta generalmente stabile nel biennio, salvo il caso già evidenziato per il preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato.

Nella figura 5.69 sono presentati i dati relativi alla percentuale di gestioni che rispetta i singoli standard generali previsti dall'Autorità o il livello migliorativo garantito nella Carta dei servizi, con riferimento agli anni 2024 e 2023⁷⁵.

La rappresentazione grafica permette di apprezzare una generale stabilità della quota di gestioni che rispetta lo standard previsto nella Carta dei servizi, quota stabilmente superiore al 90% per oltre la metà degli indicatori di qualità (6 su 11) nel biennio. Tra i due anni considerati si registrano fisiologiche oscillazioni marginali, ma è possibile evidenziare un miglioramento per il tempo massimo per l'appuntamento concordato (dal 92% del 2023 al 97% del 2024 in termini di quota di gestioni *compliant*) e per il tempo di risposta alle richieste scritte di rettifica di fatturazione (dal 78% all'83%) e una flessione per il preavviso minimo in caso di disdetta dell'appuntamento concordato (dal 73% al 62%), indicatore per il quale si è già avuto modo di rilevare, tuttavia, un miglioramento del livello medio nazionale grazie alla precedente tavola 5.27.

FIG. 5.69 Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale



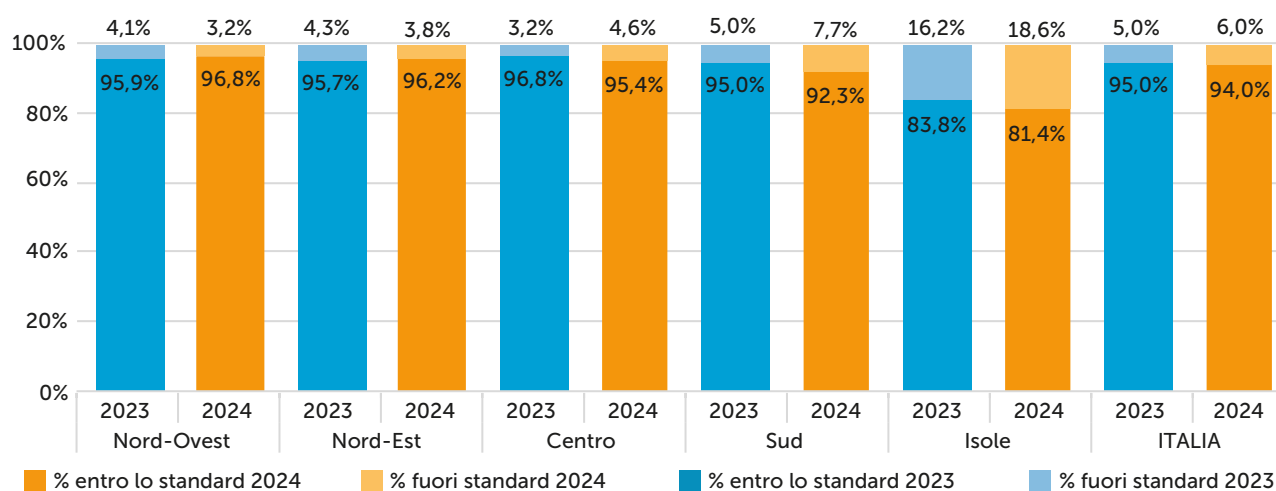
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

⁷⁵ Ai fini della presente analisi una gestione viene considerata adempiente agli obblighi previsti includendo nel calcolo delle prestazioni eseguite fuori standard unicamente quelle riconducibili a causa imputabile al gestore, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 68, comma 2, dell'RQSII per la valutazione dell'ottemperanza agli obblighi di qualità.

I livelli di rispetto degli standard generali, calcolati a livello aggregato sul complesso delle prestazioni eseguite da parte di tutte le gestioni del *panel*, sono riportati nella successiva figura 5.70, ripartiti per area geografica. Si pongono, inoltre, a confronto i dati del 2024 con quelli relativi al 2023.

Il dato medio nazionale del livello di rispetto degli indicatori risulta in aggregato elevato, con una quota di prestazioni eseguite entro lo standard sostanzialmente stabile nel biennio considerato pari, in particolare, al 94% nel 2024, seppur con un marginale decremento dell'1% rispetto al 2023. Tale decremento è da ascrivere alle *performance* delle gestioni operanti al Centro, che esprimono comunque valori superiori alla media nazionale (95% nel 2024) e, in particolare, al Sud e nelle Isole, dove la quota di rispetto dello standard, a livello aggregato, si avvicina rispettivamente al 92% e all'81% circa. Stabilmente elevato, invece, il livello medio registrato nelle aree del Nord (tra il 96% e il 97% circa).

FIG. 5.70 *Rispetto degli standard generali per area*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Standard migliorativi e standard aggiuntivi offerti all'utenza

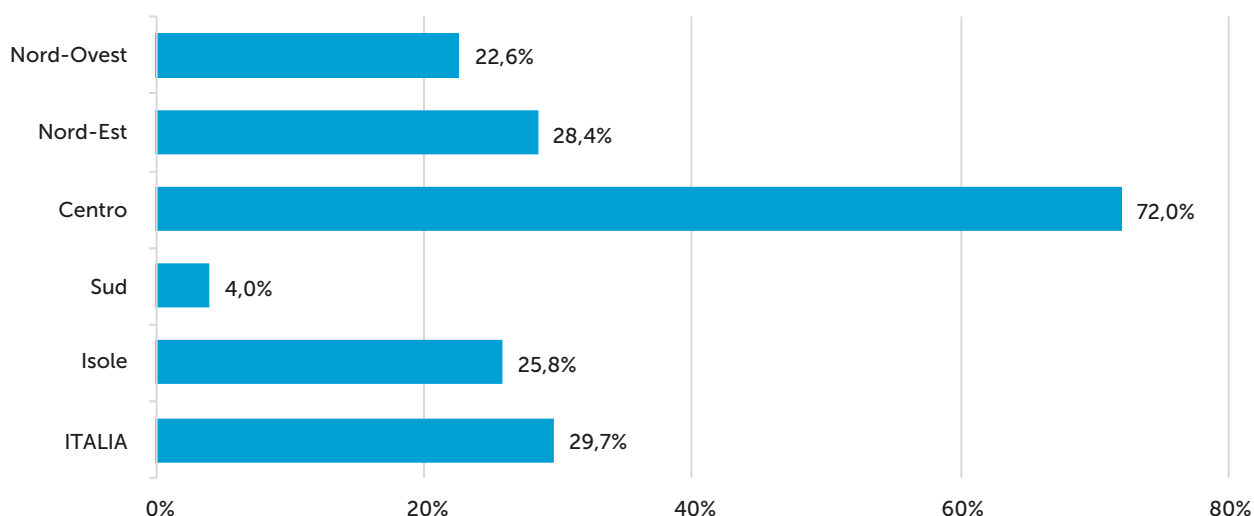
Vengono, di seguito, analizzati i casi in cui all'utenza viene garantito, nella Carta dei servizi, uno standard migliorativo o aggiuntivo rispetto a quelli minimi previsti dalla regolazione di settore.

L'analisi dei dati fa emergere che 24 gestioni hanno offerto all'utenza standard specifici e/o generali di qualità migliorativi rispetto a quelli fissati dall'Autorità. La figura 5.71 mostra che al 29,7% della popolazione italiana è stato offerto dai gestori almeno uno standard di qualità migliorativo, con un picco del 72% della popolazione nel Centro Italia. Tale quota si attesta, al 28,4% al Nord-Est, al 22,6% al Nord-Ovest, al 4% al Sud e al 25,8% nelle Isole, seppure in quest'ultima area i livelli effettivi di rispetto abbiano mostrato risultati meno soddisfacenti, come già illustrato nelle figure 5.67 e 5.70.

In totale sono stati offerti all'utenza 303 standard migliorativi, sostanzialmente riconducibili alla riduzione dei tempi nell'esecuzione di una determinata tipologia di prestazione; in particolare, in 19 casi (circa il 6%) è stato ridotto il tempo di risposta ai reclami scritti degli utenti e in 18 casi sono stati diminuiti i tempi di risposta alle richieste scritte di informazione e in 17 casi quelli di disattivazione della fornitura.

In media, le 24 gestioni hanno garantito all'utenza circa 12 standard migliorativi ciascuna.

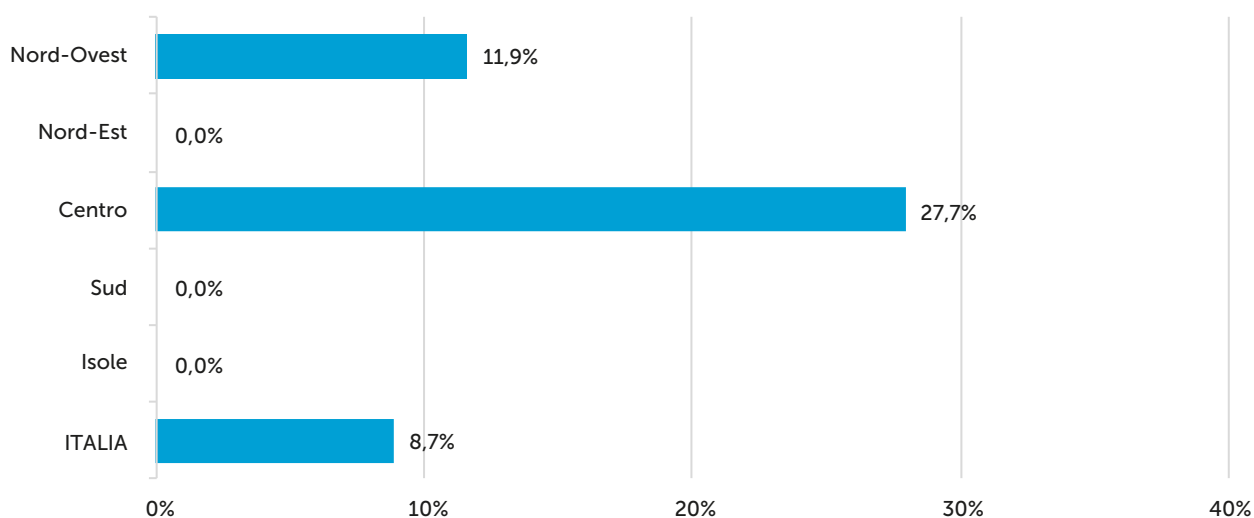
FIG. 5.71 *Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

In relazione alla diffusione di standard aggiuntivi rispetto a quelli introdotti dall'Autorità, nella figura 5.72 si riportano le percentuali (suddivise per area) di popolazione residente italiana servita da almeno uno di questi standard. Si nota che gli operatori del Sud e delle Isole, analogamente a quelli localizzati nel Nord-Est, non offrono standard aggiuntivi, mentre al 27,7% della popolazione del Centro e all'11,9% della popolazione del Nord-Ovest è offerto almeno uno standard aggiuntivo. In particolare, gli standard di qualità aggiuntivi hanno riguardato la puntualità nella corresponsione del bonus idrico integrativo e il tempo massimo di attesa agli sportelli, inteso quale standard specifico cui è legata l'erogazione di un indennizzo automatico. Complessivamente, l'8,7% della popolazione italiana beneficia di almeno uno standard di qualità aggiuntivo.

FIG. 5.72 *Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Macro-indicatori di qualità contrattuale

Nel presente paragrafo viene esposta un'analisi dei dati oggetto del meccanismo incentivante introdotto con la delibera 547/2019/R/idr e aggiornato nelle sue modalità applicative con la delibera 637/2023/R/idr, basato sulle *performance* delle singole gestioni, da valutare con riferimento a due macro-indicatori:

- MC1 – Avvio e cessazione del rapporto contrattuale, composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative ai preventivi, all'esecuzione di allacciamenti e lavori, all'attivazione e alla disattivazione della fornitura;
- MC2 – Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio, composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative agli appuntamenti, alla fatturazione, alle verifiche dei misuratori e del livello di pressione, alle risposte alle richieste scritte, nonché alla gestione dei punti di contatto con l'utenza.

Nell'ambito della raccolta dati svolta annualmente, viene richiesto ai gestori del SII di fornire il riepilogo delle prestazioni eseguite, necessario al fine di poter garantire l'applicazione omogenea del citato meccanismo incentivante sull'intero territorio nazionale, e quindi per permettere di fornire tali dati secondo le specifiche indicazioni dell'Autorità, in particolare per quanto concerne la trattazione delle informazioni relative ai gestori che, garantendo nelle proprie Carte dei servizi livelli migliorativi, sono di norma tenuti a rendicontare le *performance* dei diversi standard di qualità con riferimento ai livelli migliorativi⁷⁶.

Sulla base della disciplina introdotta dall'Autorità alla fine del 2019, a ciascun macro-indicatore sono associate tre classi di valori (nell'ambito delle quali la singola gestione si colloca sulla base del valore di partenza registrato), a cui corrisponde un obiettivo annuale di mantenimento o di miglioramento. Nella tavola 5.28 vengono riportati le classi e gli obiettivi di qualità contrattuale come definiti con la citata delibera 547/2019/R/idr.

TAV. 5.28 Classi e obiettivi per macro-indicatore

MACRO-INDICATORE	ID CLASSE	CLASSE	OBIETTIVO
MC1 – Avvio e cessazione del rapporto contrattuale	A	MC1 > 98%	Mantenimento
	B	90% < MC1 ≤ 98%	+1%
	C	MC1 ≤ 90%	+3%
MC2 – Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio	A	MC2 > 95%	Mantenimento
	B	90% < MC2 ≤ 95%	+1%
	C	MC2 ≤ 90%	+3%

Fonte: ARERA, delibera 19 dicembre 2019, 547/2019/R/idr.

Nella tavola 5.29 sono elencati gli indicatori semplici (distinguendo quelli che afferiscono al macro-indicatore MC1 e quelli relativi al macro-indicatore MC2), evidenziando per ciascuno il numero di gestioni (che compongono il medesimo *panel* delle precedenti figure 5.66 e 5.67 che ha erogato almeno una prestazione

⁷⁶ In particolare, ai soli fini del menzionato meccanismo incentivante, l'Autorità ha previsto che i gestori che applicano standard migliorativi all'utenza siano tenuti a riclassificare il numero di prestazioni eseguite entro/oltre lo standard con riferimento al livello minimo previsto dall'RQSII.

all'utenza nel corso del 2024. I valori mostrati confermano l'elevata variabilità della numerosità di gestioni che ha attivato i singoli indicatori semplici: si va da un minimo di 10-12 gestioni per i tempi per l'inoltro delle comunicazioni tra utente e gestori nel caso di gestione non integrata del SII, a un massimo di 242 gestioni per i tempi di emissione della fattura (affidente al macro-indicatore MC2) e 241 gestioni per il tempo di esecuzione della voltura (affidente al macro-indicatore MC1). Le informazioni in esame permettono di evidenziare alcuni elementi di carattere generale: a titolo esemplificativo, la preferenza dei gestori verso l'effettuazione di preventivi con sopralluogo rispetto a quelli a distanza, o la circostanza per la quale, in fase di riattivazione della fornitura, è di rado richiesta la modifica alla portata del misuratore (sole 23 gestioni hanno erogato questo tipo di prestazione, mentre 193 hanno effettuato riattivazioni senza modifiche alla portata del misuratore).

TAV. 5.29 *Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2024*

MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
MC1	Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	85
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	34
	Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	35
	Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	191
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	111
	Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	140
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	191
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	61
	Tempo di esecuzione di lavori semplici	126
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	152
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	92
	Tempo di esecuzione di lavori complessi	125
	Tempo di attivazione, della fornitura	232
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	193
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	23
	Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a morosità	140
	Tempo di disattivazione della fornitura	236
	Tempo di esecuzione della voltura	241
MC2	Tempo massimo per l'appuntamento concordato	195
	Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	61
	Fascia di puntualità per gli appuntamenti	199
	Tempo di intervento per la verifica del misuratore	159

(segue)

MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
MC2	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata <i>in loco</i>	101
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	94
	Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	144
	Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	104
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	91
	Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	178
	Tempo per l'emissione della fattura	242
	Tempo di rettifica di fatturazione	182
	Tempo per la risposta a reclami	177
	Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	173
	Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	166
	Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	10
	Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	12
	Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	66
	Tempo massimo di attesa agli sportelli	210
	Tempo medio di attesa agli sportelli	210
	Accessibilità al servizio telefonico (AS)	205
	Tempo medio di attesa (secondi) per il servizio telefonico (TMA)	205
	Livello del servizio telefonico (LS)	205
	Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	182

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

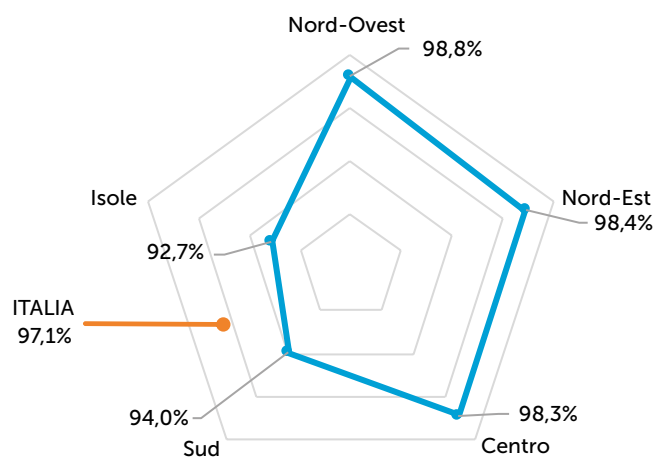
Macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale"

Con riferimento al macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", nella figura 5.73 viene riportato il livello medio registrato per il 2024 nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione sul totale delle prestazioni eseguite⁷⁷. Le *performance* delle singole aree ricalcano, come da attese, quelle degli indicatori semplici analizzate nel precedente paragrafo 5.3.1, dato che i macro-indicatori di qualità contrattuale sono composti da una loro aggregazione. Nel dettaglio, le gestioni operanti nelle aree del Nord (con valori pari al 98,8% per quelle del Nord-Ovest e

⁷⁷ Come anticipato, al fine di permettere un'omogenea comparazione tra le diverse gestioni, per il corretto funzionamento del meccanismo di incentivazione, il livello di rispetto dei singoli indicatori semplici che compongono i macro-indicatori di qualità contrattuale è valutato sulla base dei livelli minimi di qualità previsti dall'RQSII anche per le gestioni che garantiscono all'utenza standard migliorativi. Inoltre, dal totale delle prestazioni eseguite vengono escluse quelle non conformi allo standard per causa attribuibile a forza maggiore, all'utente o a terzi.

al 98,4% per quelle del Nord-Est) e del Centro (con un valore del macro-indicatore MC1 pari al 98,3%) mostrano livelli superiori alla media nazionale (che si attesta al 97,1%), sulla quale influiscono negativamente i valori medi espressi dalle gestioni del Sud (94,0%) e in particolare delle Isole (92,7%).

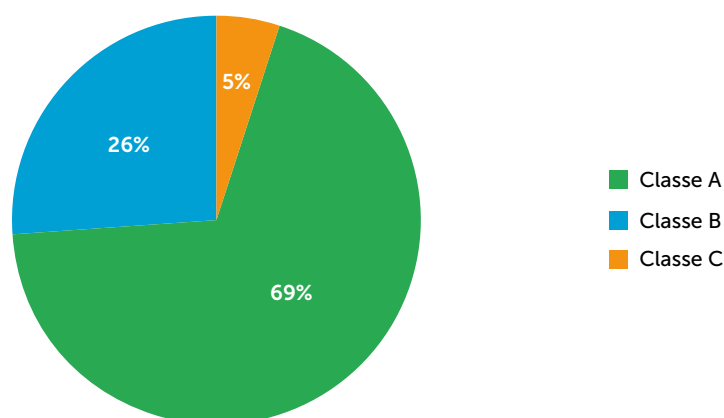
FIG. 5.73 Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2024



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.74 viene riportata la distribuzione del *panel*, in termini di popolazione residente per classe di appartenenza dei relativi gestori, definita sulla base del livello di partenza del macro-indicatore MC1 nel 2024. Al 95% della popolazione del campione sono state rese, nel 2024, prestazioni afferenti all'avvio e alla cessazione del rapporto contrattuale da operatori che risultano avere un livello di MC1 corrispondente alle classi A o B (rispettivamente, 69% e 26%), mentre il 5% degli abitanti è servito da gestioni in classe C, alle quali viene richiesto uno sforzo maggiore per il miglioramento delle relative *performance* (con l'assegnazione di un obiettivo di miglioramento annuo del 3%).

FIG. 5.74 Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2024



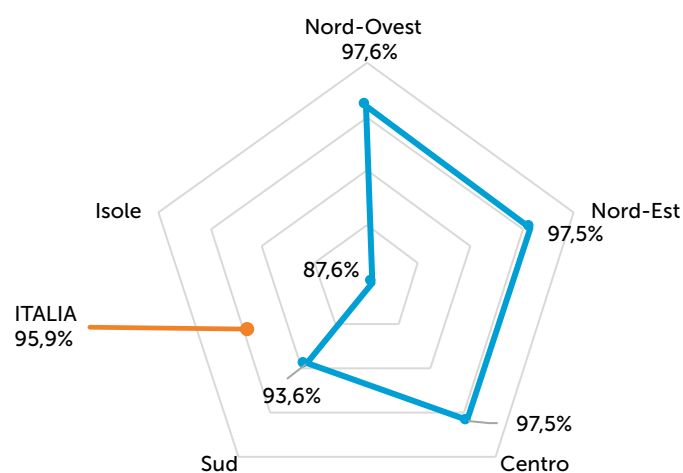
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Macro-indicatore MC2 – Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio

Nella figura 5.75 viene riportato, con riferimento al macro-indicatore MC2 – Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio, il livello medio registrato, per il 2024, nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione nazionale sul totale delle prestazioni eseguite.

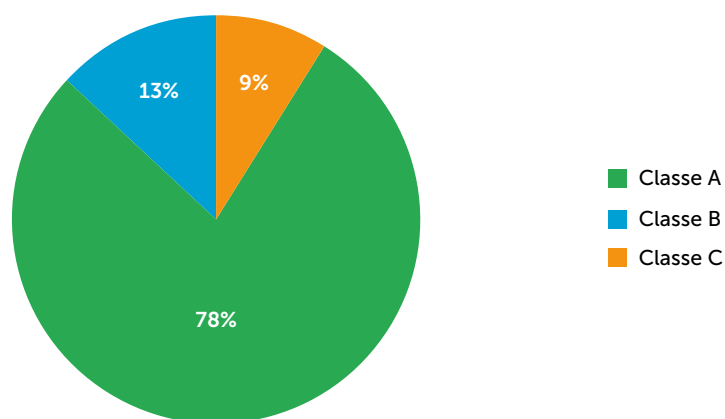
Rispetto ai dati sopra esposti in relazione al macro-indicatore MC1, la media nazionale per il macro-indicatore MC2 risulta lievemente più contenuta e pari al 95,9%, valore che comunque rappresenta un elevato livello medio di qualità nella fase di gestione del rapporto contrattuale con l'utenza e nell'accessibilità al servizio, anche considerando che, come evidenziato nella precedente tavola 5.28, per l'MC2 la soglia di accesso alla classe A è fissata al 95%. Le tre aree maggiormente rappresentate (Nord-Ovest, Nord-Est e Centro) sostengono la media nazionale, mostrando un valore di circa il 97,5%. Come per l'MC1, le gestioni dell'area del Sud e delle Isole registrano valori mediamente più contenuti, in particolare per le gestioni delle Isole con una media dell'87,6%.

FIG. 5.75 Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2024



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.76, il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per classe di appartenenza, definita sulla base del livello di MC2 rilevato nel 2024. Grazie all'illustrazione grafica è possibile evidenziare come, rispetto al macro-indicatore MC1, la quota di popolazione servita da gestori con macro-indicatore in classe A risulti, in media, più elevata: infatti, il 78% della popolazione del *panel* è servita da un gestore che raggiunge la classe A (a cui viene richiesto il mantenimento del livello di *performance*), mentre per il 13% degli abitanti del campione i relativi gestori si collocano in classe B e per il 9% i relativi operatori si posizionano in classe C (a tali gestori corrisponde un obiettivo annuale di miglioramento delle prestazioni iniziali, rispettivamente, dell'1% e del 3%).

FIG. 5.76 Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2024

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale

L'introduzione di standard minimi omogenei sul territorio nazionale per tutte le prestazioni da assicurare all'utenza, definiti dall'Autorità con la regolazione in tema di qualità contrattuale in vigore dal 1° luglio 2016, ha richiesto modifiche organizzative e gestionali per la maggior parte dei gestori del SII, tenuti fino a quel momento a garantire livelli di qualità definiti a livello locale⁷⁸.

Al fine di favorire il recepimento della disciplina recata dall'RQSII e considerando i differenti livelli di partenza degli operatori, l'Autorità ha introdotto, con il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2) di cui alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, la facoltà di ricomprendere tra i costi ammessi al riconoscimento tariffario gli oneri aggiuntivi $Opex_{OC}$, connessi all'adeguamento agli standard di qualità del servizio di cui alla delibera 655/2015/R/idr, laddove i medesimi non fossero già previsti nelle previgenti Carte del servizio⁷⁹.

Con il metodo tariffario per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 è stata poi introdotta la facoltà per gli Enti di governo di ricomprendere tra i costi ammessi al riconoscimento tariffario, nell'ambito della componente $Opex_{OC}$, anche gli oneri aggiuntivi connessi al raggiungimento degli obiettivi di miglioramento – previsti dal nuovo meccanismo incentivante di premi e penalità introdotto con la delibera 547/2019/R/idr – per le gestioni che si collocano in classi diverse dalla classe A.

Da ultimo, con il metodo tariffario per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 MTI-4, è stata introdotta la facoltà per gli enti di governo dell'ambito di ammettere al riconoscimento tariffario, nell'ambito della medesima com-

⁷⁸ In coerenza con lo schema recato dal DPCM 29 aprile 1999 che definiva gli indicatori di qualità da riportare nelle Carte del servizio demandandone la quantificazione a livello locale.

⁷⁹ Si rammenta che, su richiesta dell'Ente di governo dell'ambito, nel secondo periodo regolatorio 2016-2019 era possibile procedere al riconoscimento di premi per il raggiungimento di standard ulteriori e migliorativi considerati prioritari dal medesimo ente, tenuto conto delle specificità territoriali rilevate. La previsione dell'istanza per il riconoscimento dei premi di cui all'MTI-2 è stata superata, a partire dal 2020, dal meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto dalla delibera 547/2019/R/idr.

ponente $Opex_{QC}$, oneri aggiuntivi per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento nei limiti delle penalità eventualmente attribuite in sede di applicazione del meccanismo incentivante di qualità contrattuale.

Per gli oneri aggiuntivi $Opex_{QC}$, l'Autorità ha esplicitato le modalità con le quali gli Enti di governo dell'ambito provvedono al recupero, solo se a vantaggio dell'utenza, dello scostamento fra la componente $Opex_{QC}$ valorizzata per il biennio precedente in sede di determinazione tariffaria e gli oneri effettivamente sostenuti dai gestori per le specifiche finalità sopra richiamate.

Inoltre, si rammenta che con il meccanismo incentivante della qualità contrattuale introdotto con la menzionata delibera 547/2019/R/idr, sono state altresì previste ulteriori modalità di recupero delle componenti $Opex_{QC}$ attraverso il calcolo sia delle premialità, sia delle penalità⁸⁰.

Di seguito viene analizzato l'impatto economico della regolazione della qualità contrattuale con riferimento al quarto periodo regolatorio 2024-2029⁸¹, considerando sia la componente $Opex_{QC}$ per l'adeguamento delle Carte del servizio alla disciplina della RQSII (di seguito $Opex_{QC}$ ex comma 19.9, lett. a), MTI-4 per adeguamenti standard RQSII), sia la componente $Opex_{QC}$ per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento previsti dal meccanismo incentivante di premi e penalità (di seguito $Opex_{QC}$ ex comma 19.9, lett. a), MTI-4 per adeguamento obiettivi RQSII), entrambe valorizzate nei limiti delle pertinenti componenti di costo eventualmente individuate ai fini della determinazione tariffaria 2023, sia la quota di $Opex_{QC}$ introdotta con l'MTI-4 per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento nei limiti delle penalità eventualmente attribuite in sede di applicazione del meccanismo incentivante di qualità contrattuale (di seguito $Opex_{QC}$ ex comma 19.9, lett. b), MTI-4).

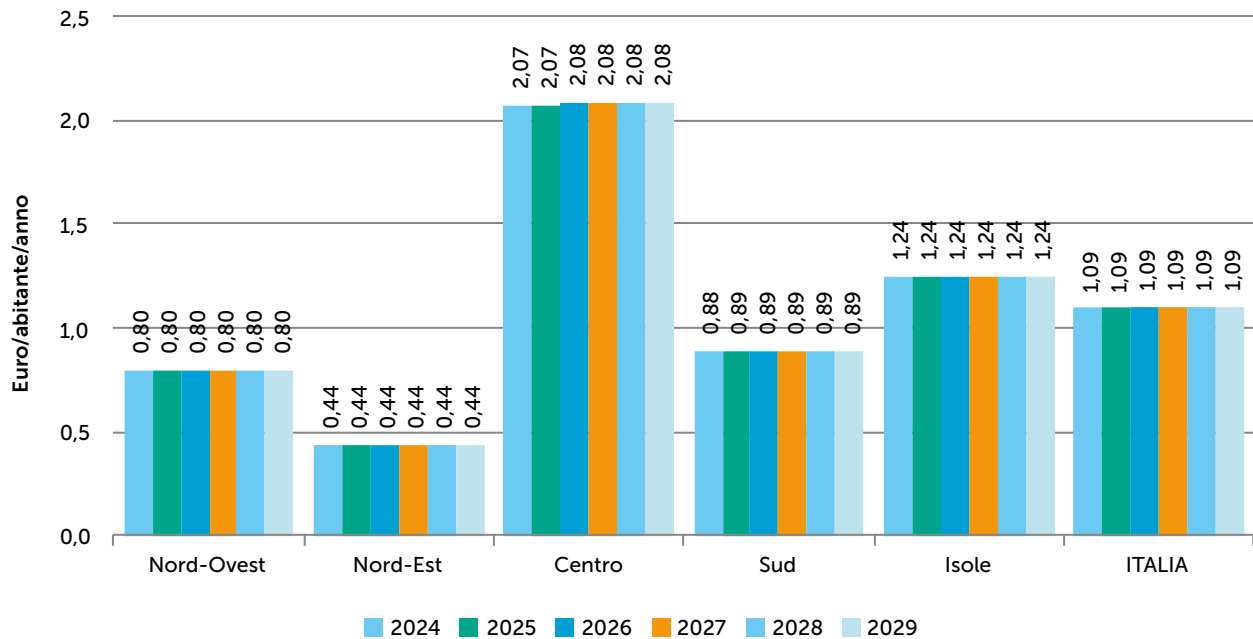
Nella figura 5.77 viene riportata la valutazione, per area geografica, degli oneri aggiuntivi richiesti dagli Enti di governo dell'ambito per l'adeguamento agli standard di qualità contrattuale, da cui emerge una quantificazione media nazionale degli $Opex_{QC}$ pari a 1,09 euro/abitante/anno per ciascuna annualità del periodo regolatorio 2024-2029.

L'ammontare medio più elevato è richiesto per le gestioni del Centro, con un importo di 2,07 euro/anno per abitante per il biennio 2024-2025 e 2,08 euro per gli anni successivi, seguite dalle gestioni delle Isole con un importo di 1,24 euro/abitante/anno per l'intero sessennio 2024-2029. Le richieste di riconoscimento di oneri aggiuntivi più contenute si registrano per le gestioni del Nord-Est, con 0,44 euro/abitante/anno per il sessennio 2024-2029, mentre per il Nord-Ovest e il Sud risultano richiesti rispettivamente importi pari a 0,80 e 0,89 euro/abitante/anno per il medesimo periodo.

⁸⁰ Per un dettaglio sulle modalità di recupero degli $Opex_{QC}$ attraverso il calcolo di premialità e penalità si rimanda all'articolo 96 della RQSII.

⁸¹ Si precisa che la presente analisi è riferita al medesimo campione descritto al precedente paragrafo "Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità".

FIG. 5.77 *Opex_{QC} quantificati nel sessennio 2024-2029 pro capite per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli enti di governo dell'ambito.

Analizzando i dati riportati nella tavola 5.30 emerge che, nell'ambito delle predisposizioni tariffarie MTI-4, gli EGA hanno richiesto il riconoscimento di Opex_{QC} per 52 gestioni, per un ammontare complessivo pari a circa 132 milioni di euro per l'intero periodo regolatorio 2024-2029, dei quali le quote legate al raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dei macro-indicatori di qualità contrattuale risultano in aggregato relativamente contenute (circa 12 milioni euro); di tali proposte, alla medesima data, sono state oggetto di istruttoria e di conseguente approvazione da parte dell'Autorità quelle riferite a 4 gestioni che operano in tutte le aree del Nord-Est e del Centro, per un ammontare totale di Opex_{QC} riconosciuti nel quadriennio pari a circa 19,5 milioni di euro.

TAV. 5.30 *Opex_{QC} per il quarto periodo regolatorio 2024-2029*

AREA GEOGRAFICA	GESTIONI CON OPEX _{QC} IN PROPOSTA EGA (N.)	GESTIONI CON OPEX _{QC} APPROVATI ARERA (N.)	AMMONTARE OPEX _{QC} QUANTIFICATO DAGLI EGA 2024-2029		
			DI CUI QUOTA EX COMMA 19.9, LETT. A), MTI-4 PER ADEGUAMENTI STANDARD RQSII (€)	DI CUI QUOTA EX COMMA 19.9, LETT. A), MTI-4 PER ADEGUAMENTO OBIETTIVI RQSII (€)	DI CUI QUOTA EX COMMA 19.9, LETT. B), MTI-4 PER ADEGUAMENTO OBIETTIVI RQSII (€)
Nord-Ovest	16	-	14.243.046	534.636	1.101.906
Nord-Est	14	3	8.174.435	840.000	-
Centro	11	1	49.560.230	5.538.966	408.614
Sud	7	-	34.532.963	-	3.482.554
Isole	4	-	14.166.958	-	-
ITALIA	52	4	120.677.633	6.913.602	4.993.074

Fonte: elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.



CAPITOLO

6



**STRUTTURA, TARIFFE
E QUALITÀ
NEL SETTORE
DEI RIFIUTI URBANI**

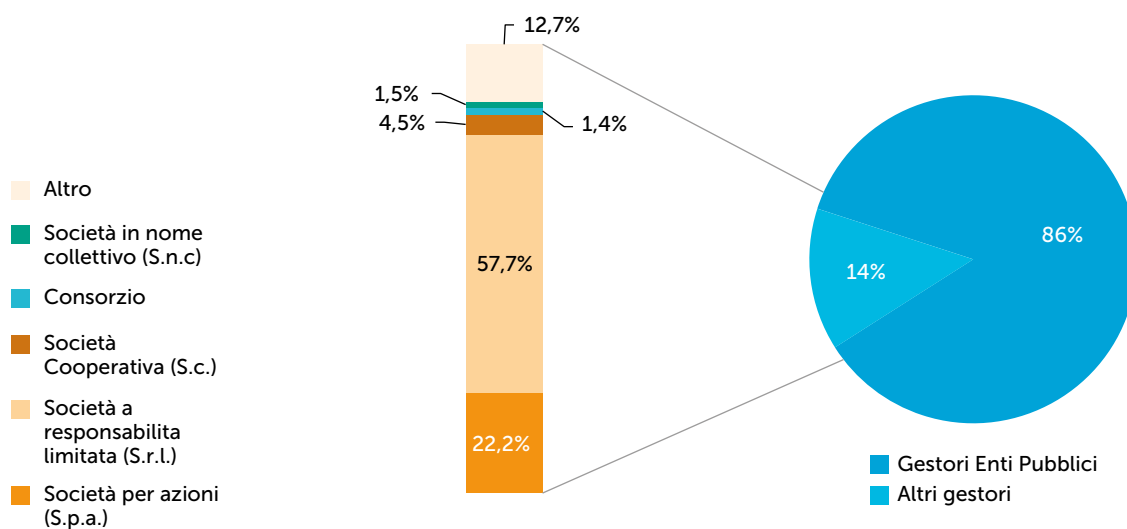
Struttura del settore

Ad aprile 2025 il numero di iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità è in linea con le rilevazioni dello scorso anno (8.386 soggetti)¹.

Continua la progressiva riduzione del numero di soggetti iscritti come Enti territorialmente competenti, sebbene permangano in numero elevato (a oggi 3.221, contro 3.389 dell'anno precedente)², a conferma che il processo di organizzazione territoriale del servizio sia ancora lontano dal suo completamento, come peraltro evidenziato dall'Autorità nella seconda relazione sullo stato di riordino dell'assetto locale del settore³.

In relazione alla natura giuridica dei soggetti iscritti come gestori (pari a 8.148), la figura 6.1 mostra che continuano ad essere in prevalenza Enti pubblici (86%), in linea con i risultati dello scorso anno. Inoltre, si conferma la ripartizione per natura giuridica dello scorso anno. In linea con gli anni precedenti, nella maggioranza dei casi (65,4%) i gestori risultano inoltre accreditati per una singola attività e solo raramente (1,3%) per tutte le attività del ciclo (Fig. 6.2).

FIG. 6.1 Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica

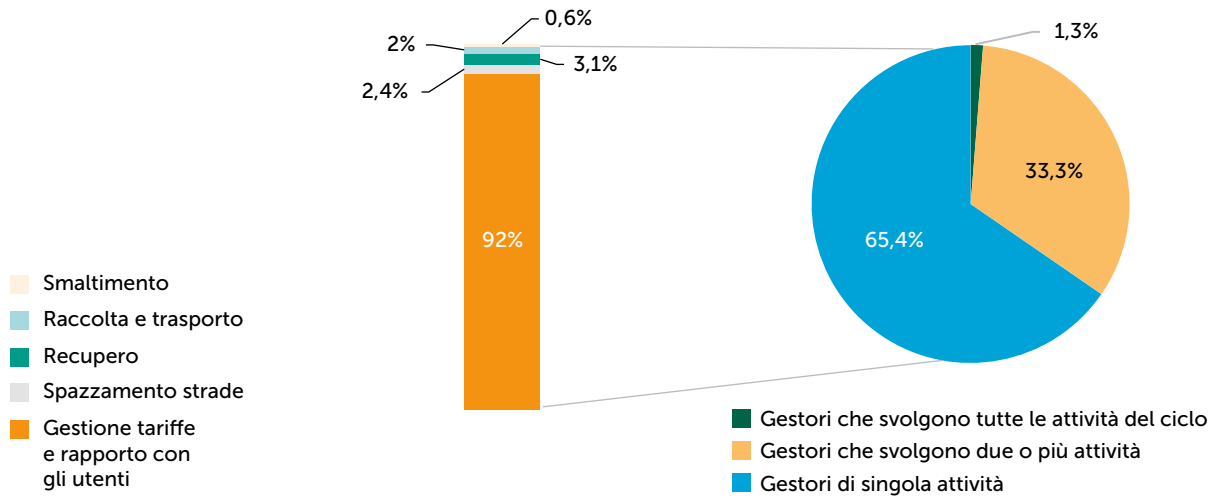


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

¹ L'apertura dell'Anagrafe operatori al settore dei rifiuti urbani è stata introdotta con la delibera 27 dicembre 2018, 715/2018/R/rif.

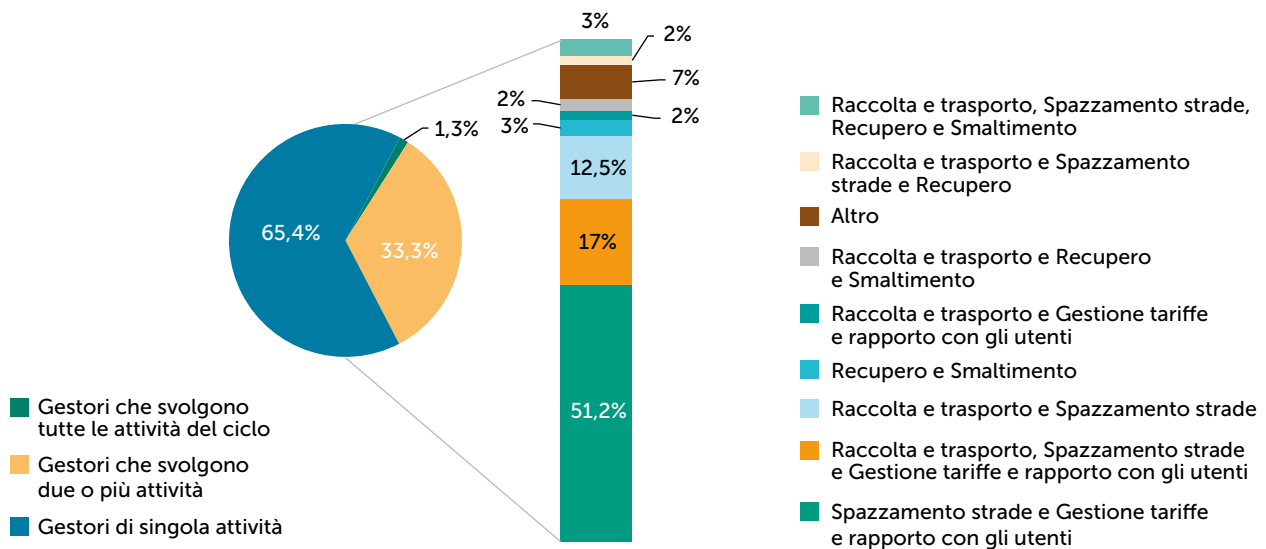
² Tale riduzione può ricondursi sia alla rettifica delle attività dichiarate in Anagrafica operatori sia al trasferimento di competenze dai singoli comuni a enti sovracomunali.

³ Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione 17 dicembre 2024, 567/2024/I/rif.

FIG. 6.2 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

In merito alla tipologia di attività svolta, fra i gestori di singole attività, si conferma anche nel 2025 che il maggior numero si osserva fra quelli che si sono accreditati per l'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti (92%) a fronte di quello più basso riscontrato per i gestori dell'attività di smaltimento che resta costante allo 0,6%. Rispetto ai gestori che si sono accreditati per due o più attività (Fig. 6.3), la combinazione più frequente continua a osservarsi fra quelli che hanno dichiarato l'attività di spazzamento strade e di gestione tariffe e rapporto con gli utenti, in lieve aumento rispetto alla scorsa edizione (51,2%), seguiti da quelli che svolgono, oltre a queste, anche l'attività di raccolta e trasporto (17%).

FIG. 6.3 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Dall'analisi invece dei soggetti accreditati in Anagrafica come gestori aventi natura giuridica diversa da Ente pubblico (14%), la combinazione più frequente si osserva fra quelli che svolgono congiuntamente l'attività di raccolta e trasporto e spazzamento strade, che registra un lieve incremento rispetto allo scorso anno (dal 27,6% al 28,2%), seguiti dai gestori che svolgono solo recupero (14,1%) e da quelli che oltre alle attività di raccolta e spazzamento svolgono anche un'attività di trattamento (13,2%). Solo il 4% dei gestori che non ha natura di Ente pubblico svolge tutte le attività del ciclo (Fig. 6.4), in diminuzione rispetto al dato del 2024 (4,8%).

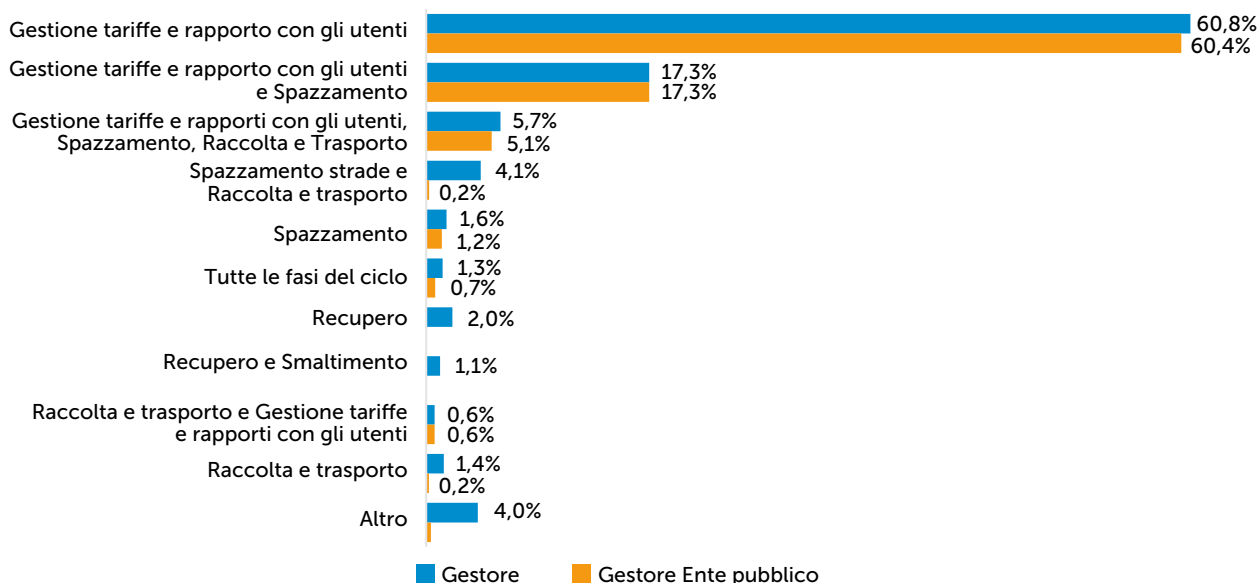
FIG. 6.4 Gestori non Enti pubblici per attività svolta



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Si rileva infine, anche per l'anno 2025, una considerevole presenza di gestori aventi natura di Ente pubblico che svolgono le attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti e spazzamento strade (Fig. 6.5), prevalentemente comuni. Diversamente, i gestori che hanno dichiarato di svolgere le attività di trattamento e recupero e/o trattamento e smaltimento sono prevalentemente soggetti privati⁴.

FIG. 6.5 Gestori Enti pubblici per attività svolta



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

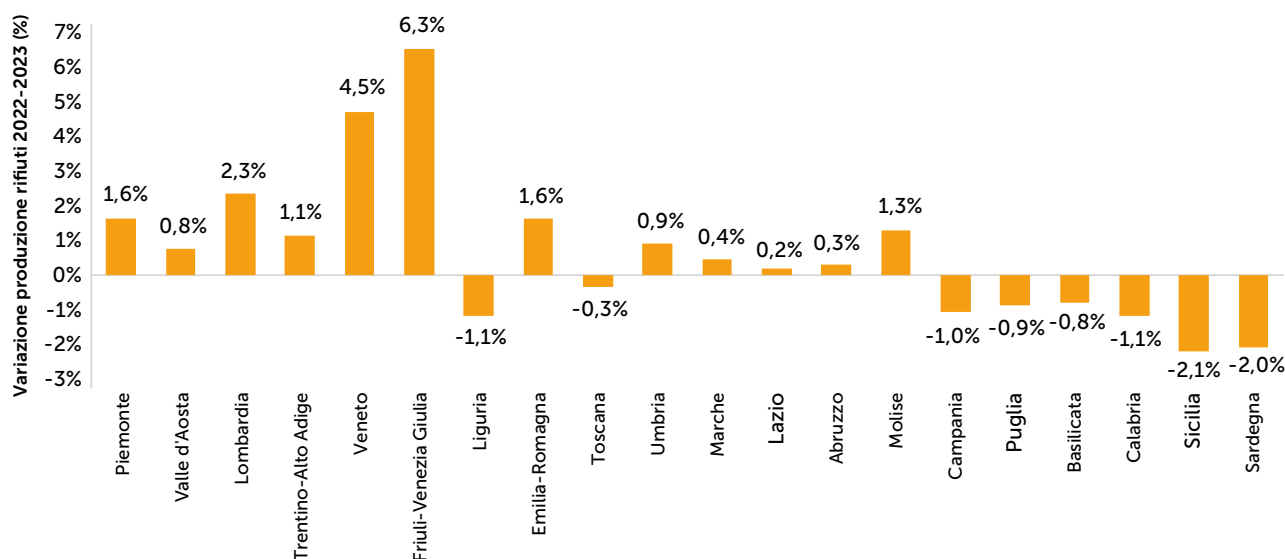
⁴ Le diverse combinazioni di attività analizzate coprono il 98,5% dei gestori. La restante quota afferisce a combinazioni di due o più attività ritenute marginali rispetto al totale (ad esempio, gestione tariffe e rapporto con gli utenti e recupero).

Produzione e raccolta dei rifiuti

Nel 2023 la produzione nazionale dei rifiuti urbani (pari a circa 29,3 milioni di tonnellate) ha registrato un lieve aumento (0,7%) dopo una contrazione registrata nel 2022 (-1,9% rispetto al 2021), a fronte di incrementi contenuti rilevati per gli indicatori socioeconomici, quali prodotto interno lordo e spesa per consumi finali sul territorio economico, rispettivamente pari allo 0,7% e all'1%⁵.

Guardando al dettaglio delle singole Regioni (Fig. 6.6), nel Sud Italia, fatta eccezione per l'Abruzzo e il Molise, si registra una riduzione dei rifiuti urbani prodotti, mentre le Regioni del Nord Italia risultano in linea con la tendenza nazionale in aumento, tranne la Regione Liguria in controtendenza con un decremento di circa l'1%. A livello di macroarea⁶, nel Nord-Est si è verificato il maggiore aumento nella produzione di rifiuti (+3,1%), seguita dal Nord-Ovest (+1,7%). Nel Sud e nelle Isole si rileva invece una generale contrazione dei quantitativi (rispettivamente, -0,8% e -2,1%); stabile invece il Centro (+0,1%).

FIG. 6.6 Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani dal 2022 al 2023



Fonte: elaborazione dati ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2024.

Si conferma il *trend* di crescita della raccolta differenziata, che aumenta più di un punto percentuale rispetto al 2022, passando dal 65,2% al 66,6% (in termini quantitativi circa 19,5 milioni di tonnellate di rifiuti differenziati).

Le regioni del Nord-Est e del Nord-Ovest mantengono alti livelli di raccolta differenziata, pari rispettivamente al 76,7% (+2,4%) e al 70,6% (+0,8%), mentre il Centro si attesta al 62,3% (+0,8%), il Sud al 58,2% (+0,7%) e le Isole al

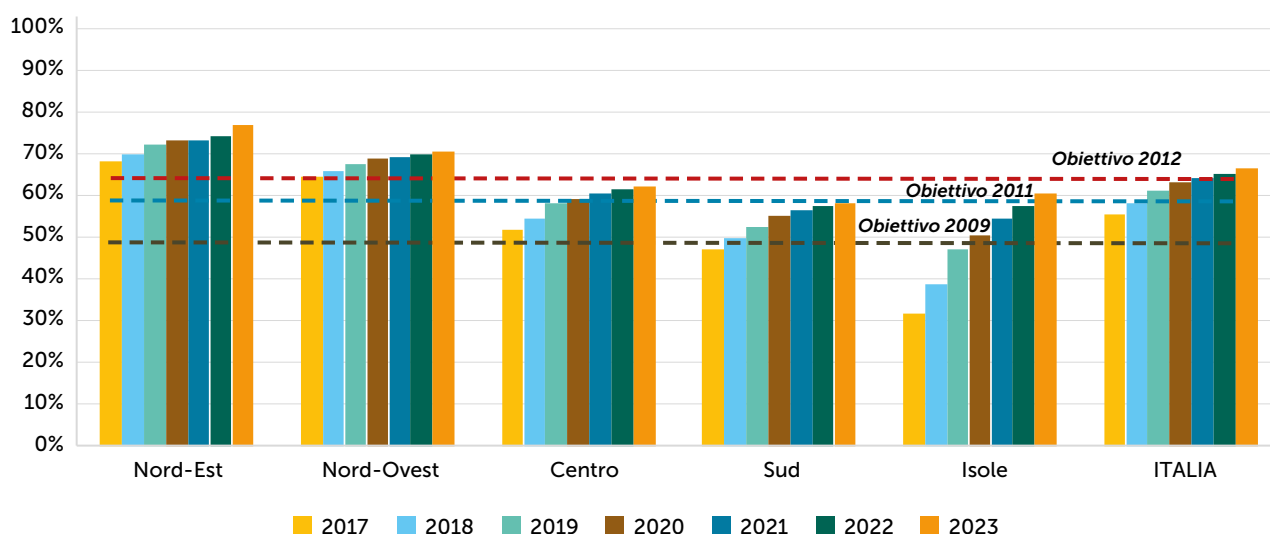
⁵ Come riportato nel Rapporto Rifiuti Urbani 2024 di ISPRA, per effetto della modifica della definizione dei rifiuti urbani introdotta dal decreto legislativo 116/2020 — con l'inclusione, senza limiti quantitativi, anche dei rifiuti indifferenziati e da raccolta differenziata che risultano simili per natura e composizione ai rifiuti domestici — può derivare una consistente variazione delle tipologie e dei quantitativi di rifiuti prodotti dalle attività economiche che possono a tutti gli effetti rientrare tra i rifiuti urbani. Inoltre, sul dato complessivo di produzione, può incidere la possibilità, da parte delle utenze non domestiche, di avvalersi di un servizio di raccolta differente da quello pubblico, fattispecie possibile nel caso in cui tali utenze siano in grado di attestare che il proprio rifiuto è avviato a un impianto di recupero. I rifiuti ricadenti in tali casistiche potrebbero, quindi, non essere interamente contabilizzati all'interno del dato di produzione e raccolta differenziata dei rifiuti urbani.

⁶ Le elaborazioni sono state effettuate considerando le seguenti aree geografiche: Nord-Est (Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Veneto ed Emilia-Romagna); Nord-Ovest (Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia e Liguria); Centro (Toscana, Marche, Umbria e Lazio); Sud (Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata e Calabria); Isole (Sardegna e Sicilia).

60,5% con un incremento di quasi 3 punti percentuali rispetto allo scorso anno (Fig. 6.7), grazie anche alla Sicilia che registra un incremento di 4 punti percentuali di raccolta differenziata.

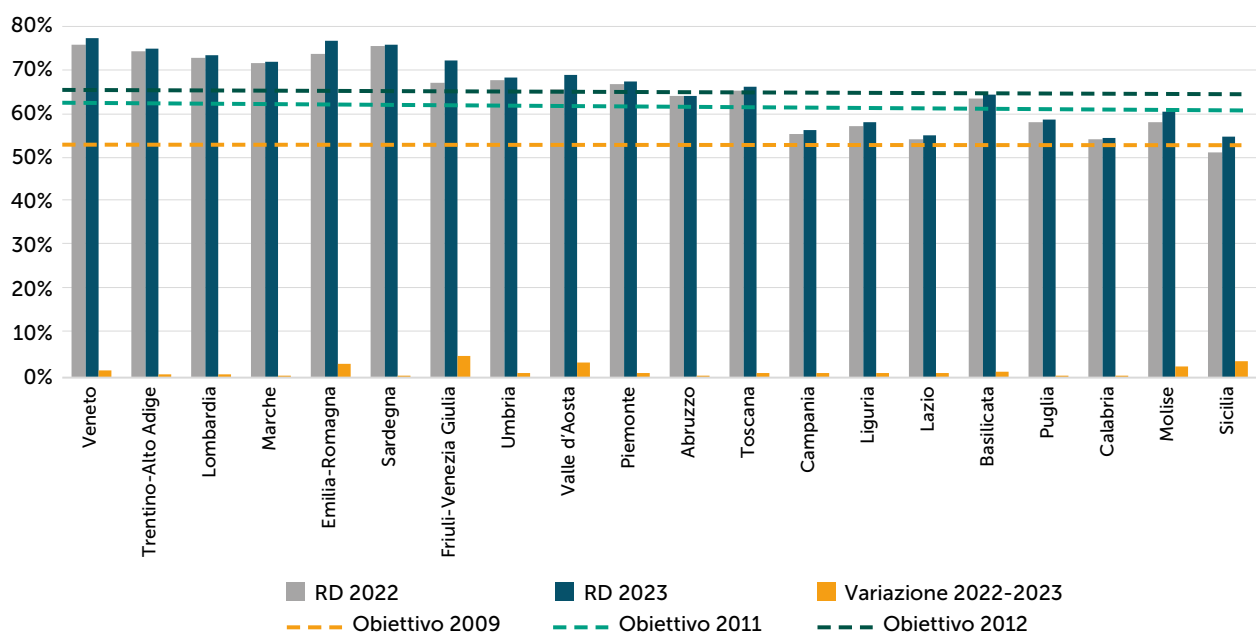
Tuttavia, nonostante tale crescita, persiste ancora un'elevata eterogeneità dei risultati raggiunti a livello territoriale (Fig. 6.8), che vede coesistere Regioni – principalmente del Nord – che superano l'obiettivo del 65% fissato dalla normativa (Veneto, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Piemonte Marche, Emilia-Romagna, Valle d'Aosta, Toscana, Sardegna, Friuli-Venezia Giulia e Umbria), con realtà – prevalentemente localizzate al Sud – che continuano a registrare risultati inferiori all'obiettivo prefissato (Abruzzo, Campania, Sicilia, Molise, Calabria, Puglia, Basilicata, Liguria, Lazio).

FIG. 6.7 Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2017-2023)



Fonte: elaborazione dati ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2024.

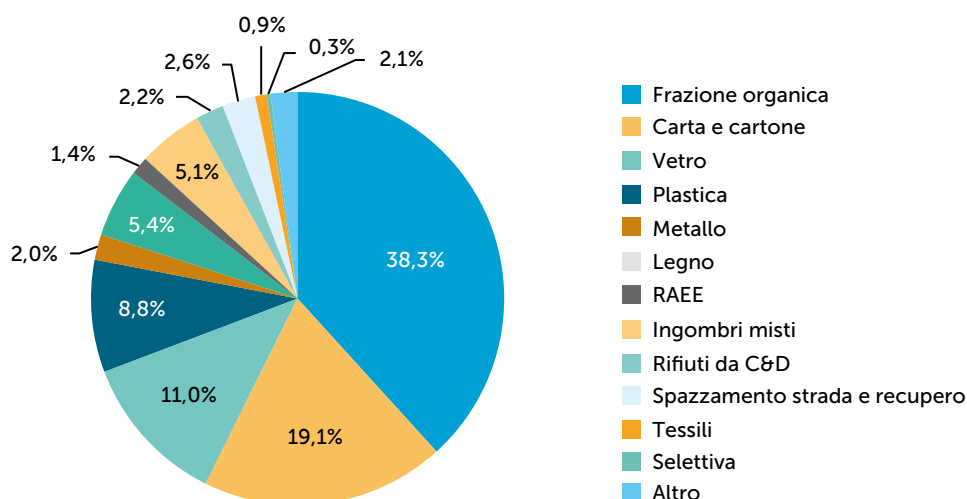
FIG. 6.8 Andamento della raccolta differenziata per regione e confronto con gli obiettivi (2022-2023)



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2024.

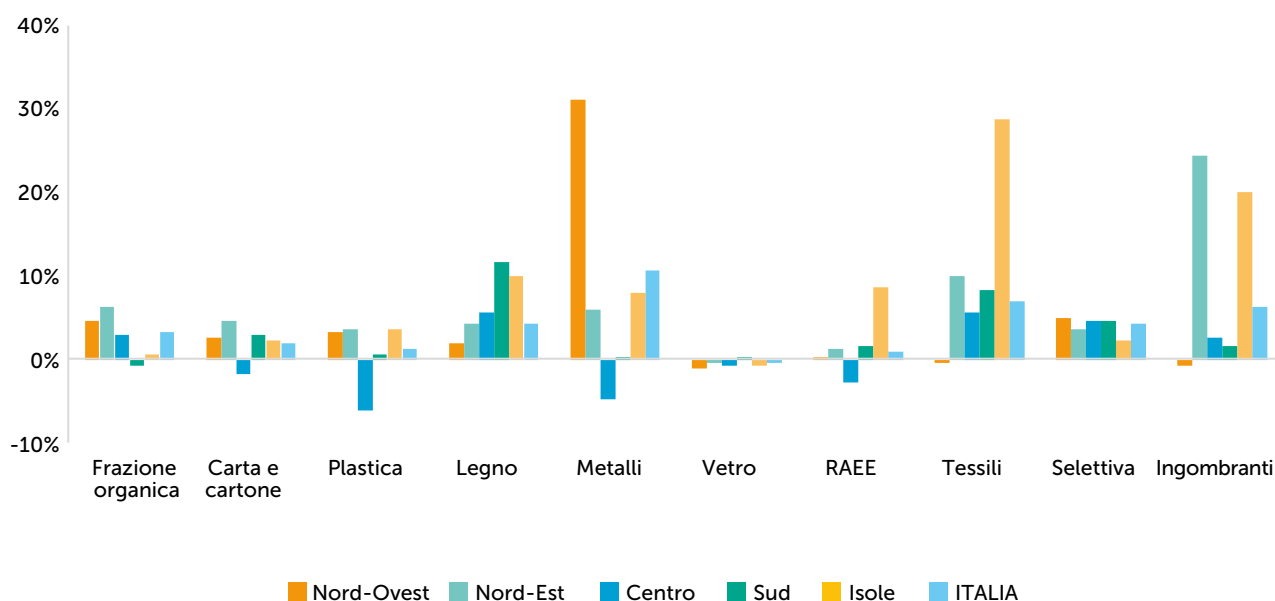
Per quanto riguarda la composizione della raccolta differenziata (Fig. 6.9), le principali frazioni risultano essere: la frazione organica (38,3%), carta e cartone (19,1%), vetro (11,9%), plastica (8,8%), legno (5,4%) e metallo (2%). Nel biennio 2022-2023 si possono rilevare incrementi per tutte le frazioni merceologiche considerate – di maggiore intensità per il legno, metalli, tessili ed ingombranti – a eccezione del vetro. Relativamente all'area geografica del Centro si nota una riduzione per i quantitativi di plastica, metalli, RAEE e carta e cartone (Fig. 6.10).

FIG. 6.9 Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2023



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2024.

FIG. 6.10 Variazioni percentuali nel biennio 2022-2023 dei quantitativi raccolti per le principali frazioni merceologiche, per area geografica e a livello nazionale



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2024. Elaborazione dati ARERA.

Nello specifico, relativamente alla frazione organica, si rileva un incremento dei quantitativi raccolti (+3,2% rispetto al 2022) da attribuirsi a un aumento del dato di raccolta dei rifiuti biodegradabili provenienti dalla manutenzione di giardini e parchi⁷. Tale aumento è attribuibile principalmente alle variazioni positive registrate nelle aree del Nord-Ovest e Nord-Est, mentre per il Sud si rileva una diminuzione.

Per quanto riguarda invece le principali frazioni secche, in linea con il 2022, il vetro e la plastica presentano un alto contenuto di imballaggi (rispettivamente 88% e 96%)⁸, sebbene per il vetro emerga una riduzione di tale quota del 4% rispetto all'anno precedente. Segue poi il metallo con il 47% (+1%), la carta con il 31% (+1%) e il legno con il 17% (+1%). Come noto, gli imballaggi sono soggetti ai sistemi di responsabilità estesa del produttore e i relativi costi della raccolta differenziata, del trasporto, nonché delle operazioni di cernita o di altre operazioni preliminari sono posti a carico dei produttori e degli utilizzatori nella misura almeno dell'80 per cento⁹.

Più in dettaglio, con riferimento alle singole frazioni presenti nella raccolta multimateriale, anche per il 2023 prevale la plastica, in linea con i risultati del 2022 (45,7% sul totale raccolto con tale modalità). Aumenta invece di 1,3 punti percentuali l'incidenza degli scarti nel multimateriale a parità di quantitativi raccolti.

La direttiva 2008/98/CE¹⁰ ha previsto che entro il 2020 il target per la preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio debba essere pari complessivamente almeno al 50% in termini di peso dei rifiuti, come minimo di carta, metalli, plastica e vetro provenienti dai nuclei domestici e possibilmente di altra origine, nella misura in cui tali flussi di rifiuti sono simili a quelli domestici. Successivamente, la direttiva 2018/851/UE¹¹, ha introdotto nuovi obiettivi in materia di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio, per i quali è stato previsto che tali *target* si applichino non a specifiche frazioni merceologiche ma all'intero ammontare dei rifiuti urbani¹² e che entro il 2025 il *target*, in peso, sia aumentato al 55%, entro il 2030 al 60% ed entro il 2035 al 65%.

Secondo la metodologia di calcolo in vigore, sulla base delle elaborazioni fornite da ISPRA, la percentuale di preparazione per il riutilizzo e il riciclo si attesta al 50,8%¹³, in crescita di 1,6 punti percentuali rispetto al 2022 (Fig. 6.11). Si conferma pertanto anche per il 2023 il divario tra la percentuale di raccolta (66,6%) e il tasso di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio, evidenziando gli sforzi ancora da effettuare per ridurre tale delta (quasi del 16%).

Infine, la ripartizione del quantitativo avviato a riciclo per frazione merceologica mostra che circa il 41% è costituito dalla frazione organica, il 24,4% da carta e cartone, il 13,9% dal vetro, il 5,4% dalla plastica e il 6,6% dal legno (Fig. 6.12), in linea con i risultati del 2022.

7 Secondo il confronto nel biennio 2022-2023 della ripartizione della raccolta differenziata nazionale della frazione organica, i rifiuti da cucine e mense registrano un decremento di 2,1 punti percentuali mentre per i rifiuti dalla manutenzione di giardini e parchi si rileva un incremento di 1,7 punti percentuali.

8 Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2024, media calcolata sul periodo 2014-2023.

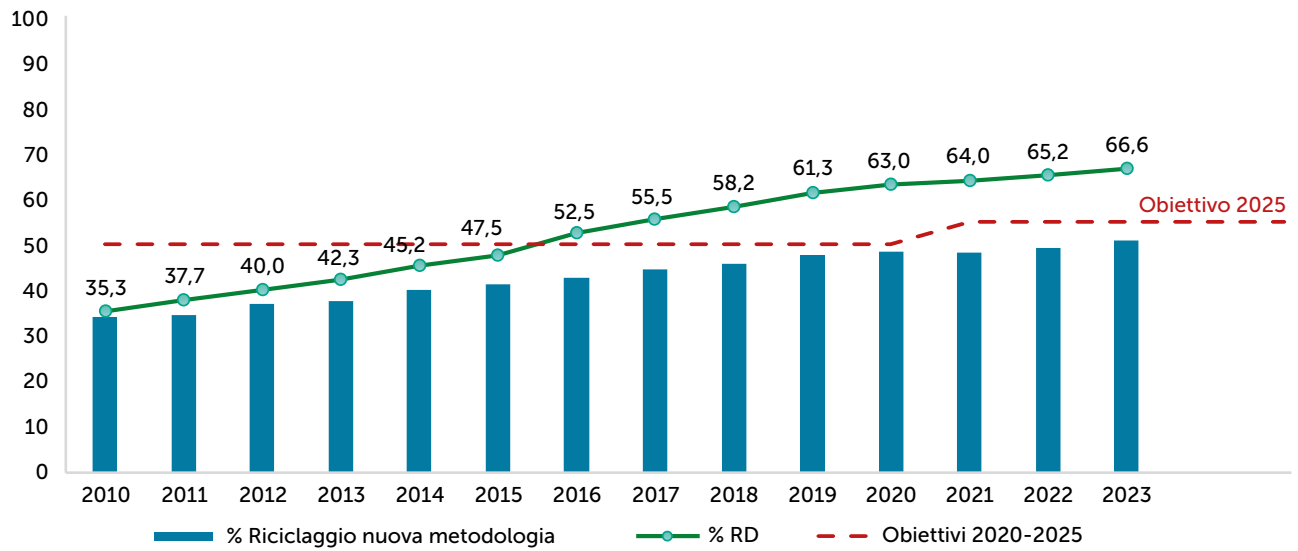
9 Articolo 222 del decreto legislativo 152/2006, come modificato dal decreto legislativo 116/2020.

10 Recepita nell'ordinamento nazionale dal decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205 che ha introdotto gli obiettivi di riciclaggio all'articolo 181 del DLgs n. 152/2006.

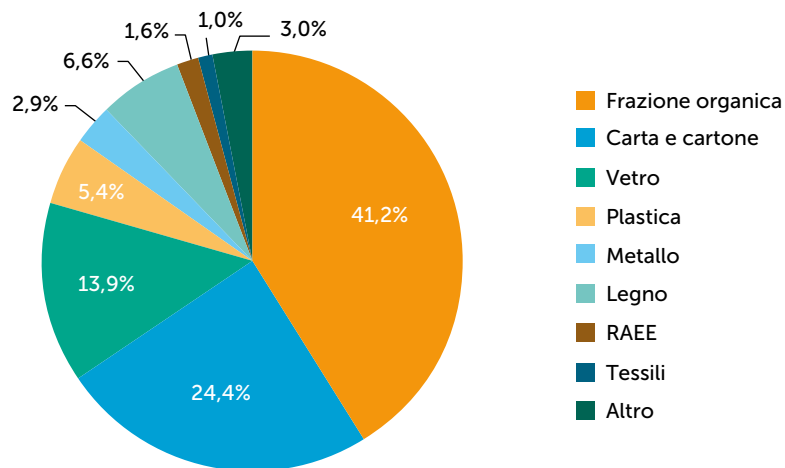
11 Tali nuovi obiettivi sono stati recepiti, nell'ordinamento nazionale, dal decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116 che ha modificato l'articolo 181 del DLgs n. 152/2006.

12 Cfr. decisione di esecuzione (UE) 2019/1004.

13 Per la prima volta, il calcolo effettuato applicando la procedura in linea con le nuove disposizioni, porta a una percentuale superiore al target fissato per il 2020.

FIG. 6.11 Percentuali di riciclo e raccolta differenziata vs obiettivo comunitario (2010-2023)

Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2024.

FIG. 6.12 Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2023

Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2024.

Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio

Le predisposizioni tariffarie redatte ai sensi dell'MTR-2 hanno una durata quadriennale (2022-2025), soggetta ad un aggiornamento con cadenza biennale, salvo la possibilità, qualora si rilevino determinate condizioni, di ricorrere a un'eventuale revisione infra-periodo.

Nel 2024 gli Enti territorialmente competenti sono stati tenuti a validare e trasmettere all'Autorità gli atti afferenti all'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per le annualità 2024 e 2025, secondo quanto disposto dalla delibera 363/2021/R/rif, implementando gli aggiornamenti introdotti con la delibera 389/2023/R/rif e successive modifiche e integrazioni.

Nei successivi paragrafi si procederà a fornire il quadro dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il servizio di gestione dei rifiuti urbani relative alle annualità 2024-2025 trasmesse dagli Enti territorialmente competenti all'Autorità, con particolare attenzione alle risultanze desumibili dalle analisi svolte con riferimento all'anno 2024.

Inoltre, in continuità con le precedenti edizioni della *Relazione Annuale*, verrà aggiornata l'illustrazione delle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità con riferimento alle annualità 2020, 2021, 2022-2025, nonché quelle relative all'aggiornamento per il biennio 2024-2025.

Predisposizioni tariffarie 2024-2025 trasmesse all'Autorità

Nel corso del 2024 sono state trasmesse all'Autorità le predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento delle annualità 2024-2025 del secondo periodo regolatorio¹⁴.

Al momento della stesura della presente *Relazione Annuale*¹⁵, e in riferimento al biennio 2024-2025, risultano trasmesse 5.332 predisposizioni tariffarie – di cui 5.306 comunali e 26 pluricomunali¹⁶ – relative a 5.696 Comuni (il 72% dei Comuni italiani), per un totale di circa 50 milioni di abitanti serviti pari all'84% della popolazione nazionale.

La figura 6.13 riporta per ciascuna Regione lo stato dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie 2024-2025 trasmesse in termini di popolazione e numero di comuni interessati dalle stesse.

¹⁴ Il Legislatore ha fissato come termine ultimo per l'approvazione della TARI 2024 il 20 luglio 2024, conseguentemente il termine previsto dalla delibera 363/2021/R/rif per la trasmissione all'Autorità dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie 2024-2025 è stato il 20 agosto 2024.

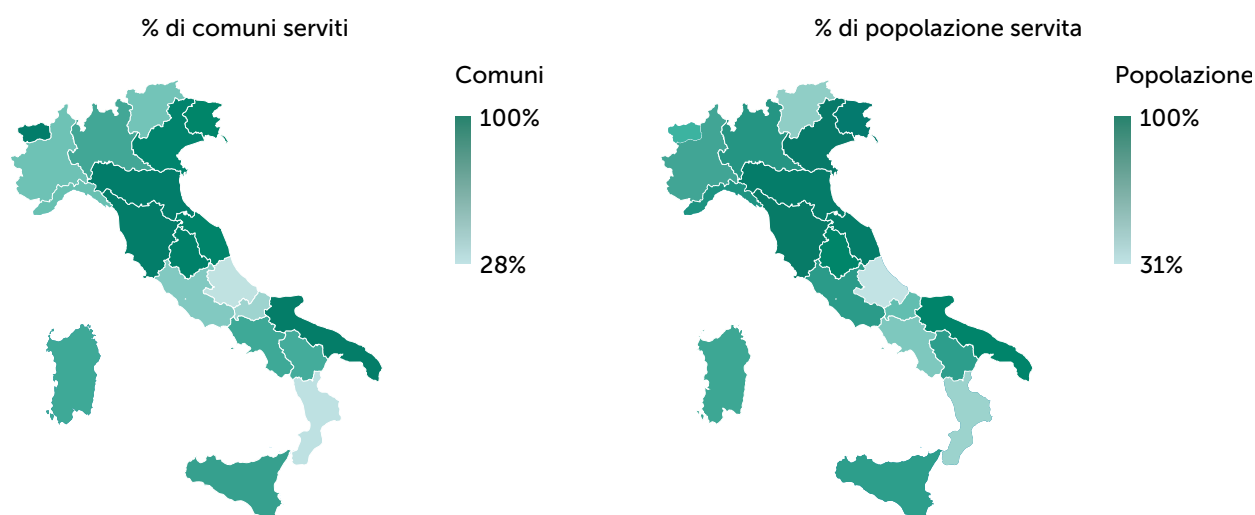
¹⁵ I dati riportati sono aggiornati al 20 febbraio 2025.

¹⁶ Si ricorda che, anche nel caso di un bacino di affidamento che interessi una pluralità di territori comunali, ciascun Comune si qualifica, ai sensi dell'MTR-2, come un ambito tariffario (ambito comunale), fatta eccezione per il caso in cui in tutti i Comuni del bacino si applichi la medesima tariffa (ambito pluricomunale).

Le Regioni Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Toscana, Umbria, Marche e Puglia risultano aver completato la trasmissione delle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento biennale per le annualità 2024-2025, mentre le Regioni Veneto e Valle d'Aosta risultano prossime al completamento, con poche aree in ritardo. Le Regioni Lombardia, Campania, Basilicata, Sicilia e Sardegna mostrano una rappresentatività, in termini di numero di Comuni, che oscilla tra il 75% e l'80%, mentre in termini di popolazione le percentuali si muovono tra il 50% e l'85%. Il Trentino Alto-Adige, il Piemonte, la Liguria, il Lazio e il Molise in termini di Comuni registrano una copertura compresa tra il 40% e 60%, mentre in termini di popolazione la copertura sale tra il 50% e l'80%. In forte ritardo si rilevano le Regioni Abruzzo e Calabria con percentuali di copertura intorno al 30% sia in termini di comuni che in termini di popolazione interessata.

Come evidenziato, in talune aree (in particolare Lazio e Piemonte), seppure la percentuale di popolazione interessata dalla trasmissione delle predisposizioni tariffarie risulti elevata, in termini di numerosità di Comuni interessati, la percentuale risulta nettamente inferiore, evidenziando, quindi, l'assenza principalmente delle predisposizioni tariffarie relative ai comuni di piccole e medie dimensioni.

FIG. 6.13 *Predisposizioni tariffarie per regione trasmesse all'Autorità, relative al periodo 2024-2025*

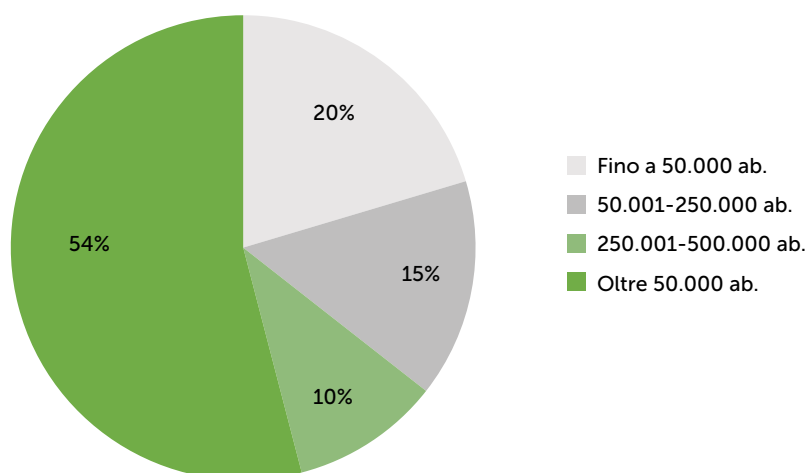


Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

La trasmissione è stata effettuata da 2.035 ETC, 1.959 dei quali sono Comuni, mentre 76 sono rappresentati da enti sovracomunali, in particolare Enti di governo d'ambito e Unioni di Comuni¹⁷. Questi ultimi hanno presentato proposte tariffarie per 3.347 ambiti tariffari, relativi a 3.721 Comuni e 31,7 milioni di abitanti.

La successiva figura 6.14 illustra, con riferimento ai 50 milioni di popolazione interessata dalle proposte tariffarie trasmesse, le rilevanti differenze dimensionali degli ETC: i 35 Enti più grandi in termini di popolazione (ossia quelli che esercitano le proprie competenze in territori con oltre 250.000 abitanti) coprono circa il 65% della popolazione del campione. I restanti 2.000 riguardano, nel 95% dei casi, territori con meno di 50.000 abitanti e coprono complessivamente il 20% della popolazione del campione.

¹⁷ In diversi casi, le Unioni di Comuni sono individuate come Enti di governo d'ambito.

FIG. 6.14 *Distribuzione della popolazione per classe dimensionale degli ETC*

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

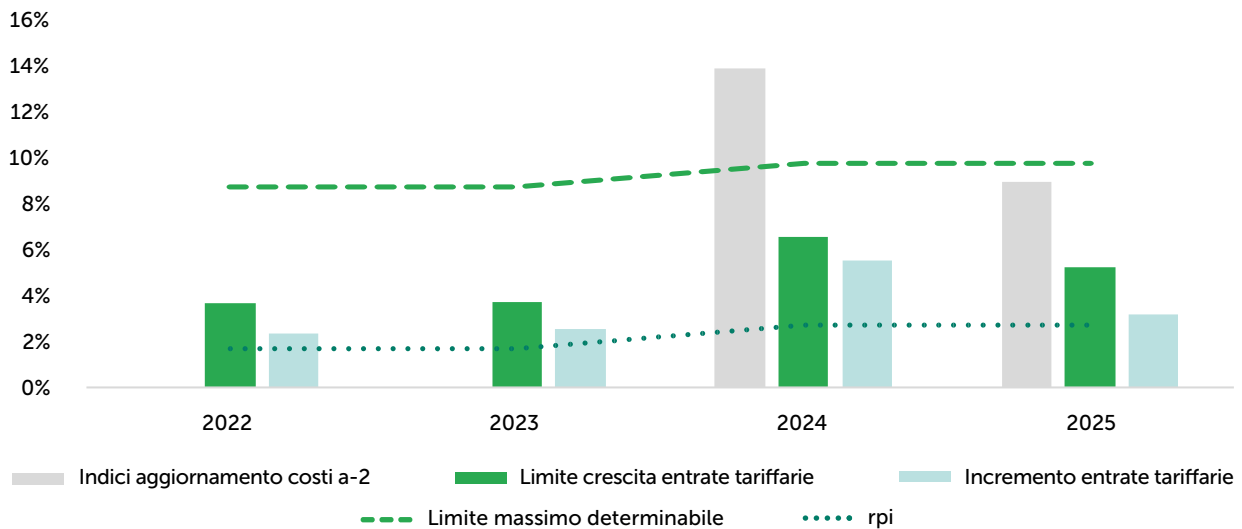
Nel prosieguo sono illustrate le analisi effettuate su 4.554¹⁸ predisposizioni tariffarie relative al biennio 2024-2025, in particolare con riferimento all'annualità 2024. Si precisa che i valori medi riportati nelle diverse analisi, sono calcolati come medie ponderate, i cui pesi, per ciascun ambito tariffario, sono rappresentati dal relativo numero di abitanti.

Come emerge dalla figura 6.15, nel 2024 il limite di crescita medio delle entrate tariffarie determinato dagli ETC si attesta intorno al 6,5%, mentre la variazione effettiva delle entrate tariffarie risulta lievemente inferiore e pari al 5,4% in aumento rispetto al biennio precedente 2022-2023, dove il limite di crescita si è attestato mediamente intorno al 3,6%-3,7% mentre l'incremento effettivo delle entrate tariffarie ha riscontrato una crescita media intorno al 2,5%.

Gli aumenti registrati nel 2024 derivano dalla forte spinta inflazionistica verificatasi nel corso del 2022 e proseguita nel 2023, che in termini tariffari ha esplicato i propri effetti nel biennio 2024-2025, in base alle disposizioni contenute dall'MTR-2 per il riconoscimento dei costi ai fini di determinazione delle entrate tariffarie.

Le regole introdotte con la delibera 389/2023/R/rif hanno assicurato al contempo – mediante gli opportuni strumenti – sia il recupero dei maggiori oneri sostenuti dai gestori nel periodo 2022-2023, attraverso la valorizzazione di un apposito parametro per il limite alla crescita alle entrate tariffarie (CRI_a), sia la sostenibilità dei corrispettivi all'utenza finale, indicando un incremento del limite di crescita pari a un massimo del 9,6% e la possibilità di rimodulare nelle annualità successive al 2025 eventuali eccedenze non già recuperabili nelle annualità 2024-2025.

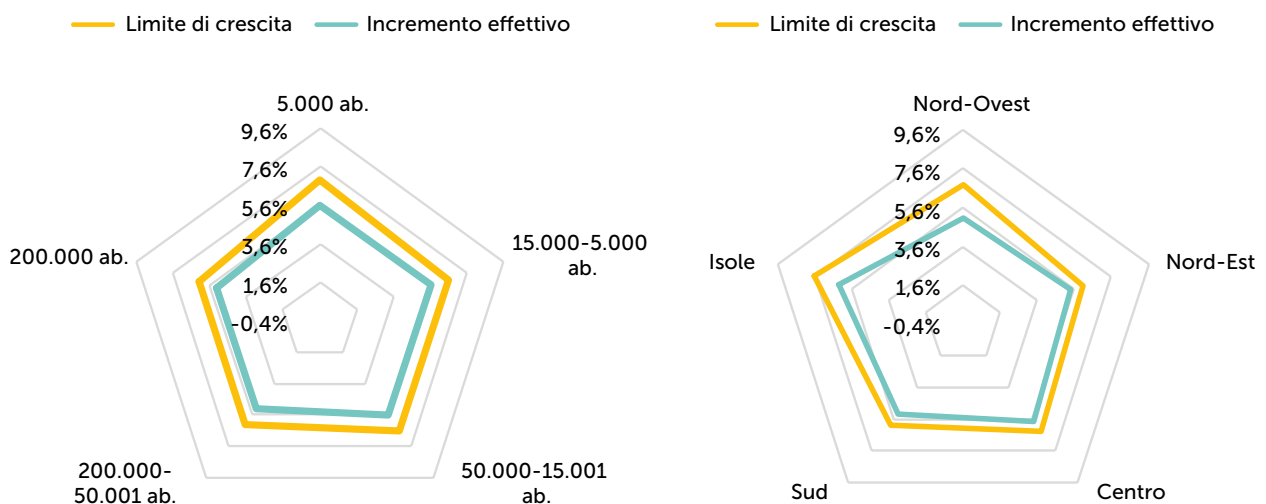
18 I dati presentati di seguito si riferiscono a 4.554 predisposizioni tariffarie, rispetto alle 5.308 caricate sul portale *extranet* dedicato alla raccolta dati. Più precisamente, sono stati esclusi ambiti tariffari caratterizzati da una probabile situazione di inerzia da parte di taluni gestori, o per i quali sono state trasmesse informazioni incomplete e su formati non ufficiali e ambiti tariffari per i quali non sono disponibili le informazioni relative alle predisposizioni tariffarie del 2022-2023, per effettuare le analisi su un campione omogeneo.

FIG. 6.15 *Variazione media annuale delle entrate e del limite di crescita*

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Analizzando i dati sotto il profilo dimensionale (primo grafico della figura 6.16), non emergono particolari differenze nella valorizzazione media del limite di crescita e degli incrementi tariffari tra le varie classi di ambito tariffario, se non un lieve andamento decrescente di entrambi gli indicatori all'aumentare della classe dimensionale.

A livello di macroarea (secondo grafico della figura 6.16), si osserva sia un limite di crescita sia un incremento effettivo delle entrate tariffarie maggiore dei valori medi nell'area Isole e pari rispettivamente al 7,6% e al 6,3%.

FIG. 6.16 *Variazione media delle entrate tariffarie e del limite annuale di crescita, anno 2024*

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

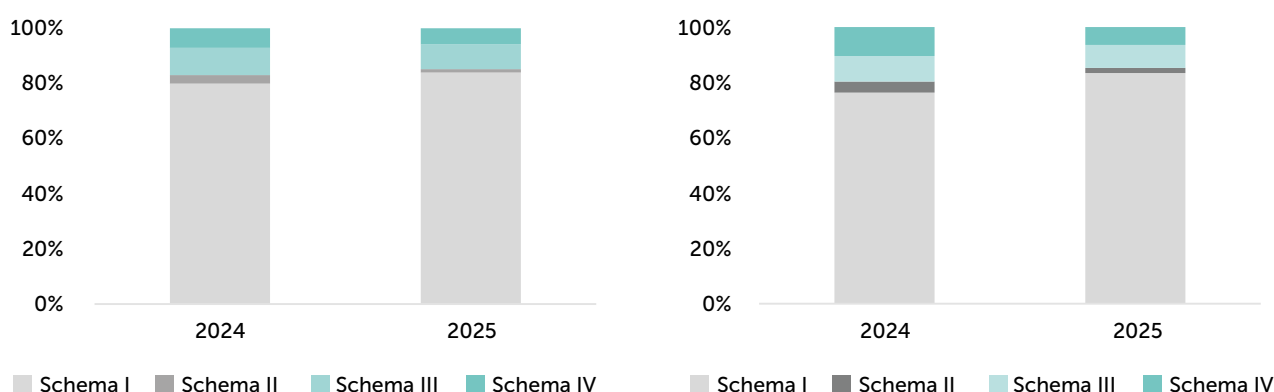
Nel biennio 2024-2025, ai fini della determinazione del limite di crescita delle entrate tariffarie, la valorizzazione dei coefficienti QI^a e PG_a , connessi al potenziamento o miglioramento del servizio o all'ampliamento delle attività svolte, nonché del coefficiente $C116_a$, valorizzato in caso di potenziali ricadute sui costi del servizio le-

gati all'attuazione delle disposizioni introdotte dal decreto legislativo 116/2020¹⁹, è stata piuttosto trascurabile, a fronte di un maggiore ricorso al coefficiente introdotto in fase di aggiornamento biennale, CRI_a , e valorizzabile per tener conto dei maggiori oneri sostenuti per il servizio integrato di gestione dei rifiuti negli anni 2022 e 2023 riconducibili alla dinamica dei prezzi dei fattori della produzione.

Nel periodo analizzato, oltre l'80% degli ambiti tariffari, infatti, si mantiene all'interno del primo quadrante degli schemi previsti dalla matrice regolatoria di cui al comma 4.3 dell'MTR-2, dove i coefficienti QL_a e PG_a sono posti pari allo 0%, in termini di popolazione, la rappresentatività dello Schema I risulta pari al 76% per l'annualità 2024 e pari all'83% per l'annualità 2025 (Fig. 6.17).

La restante quota di ambiti tariffari si divide principalmente tra lo Schema III, dove ricadono ambiti con obiettivi connessi al miglioramento della qualità delle prestazioni erogate, e lo Schema IV, che ricomprende ambiti con obiettivi connessi sia al miglioramento della qualità che all'ampliamento delle attività erogate, mentre risultano trascurabili gli ambiti tariffari ricadenti nello Schema II, corrispondente ai casi in cui gli incrementi tariffari sono connessi esclusivamente all'ampliamento del perimetro gestionale.

FIG. 6.17 Distribuzione degli ambiti tariffari e della relativa popolazione per schemi regolatori



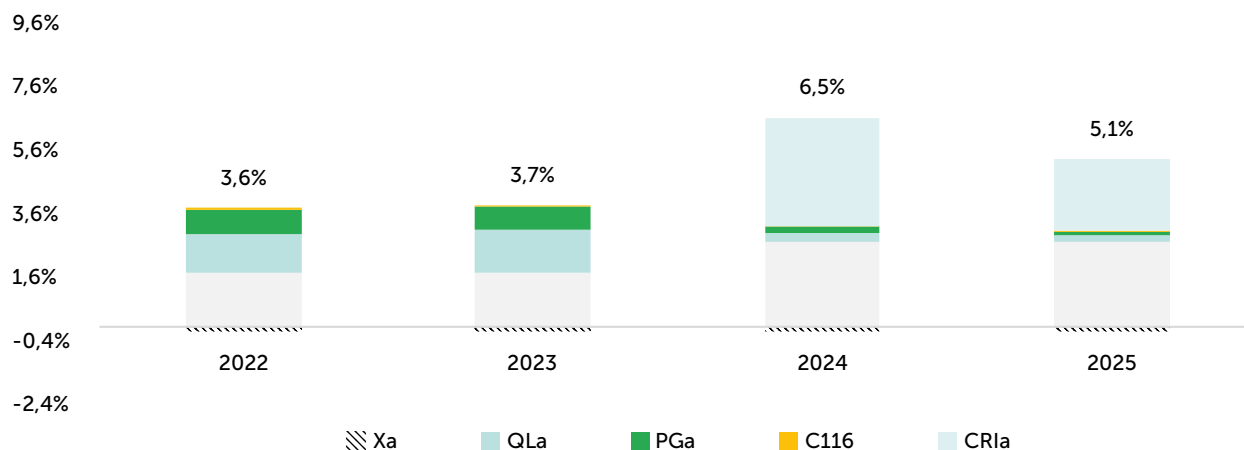
Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

Come già accennato, ai fini della determinazione del limite annuale alla crescita delle entrate tariffarie, gli ETC hanno fatto ampio ricorso al coefficiente di recupero dell'inflazione, CRI_a , valorizzato, per il 2024 e il 2025, rispettivamente dal 72% e dal 62% degli ambiti tariffari, e mediamente pari al 3,4% e al 2,3% (Fig. 6.18). Tale scelta, dovendo tener conto del rispetto del limite di crescita previsto dal comma 4.4-bis dell'MTR-2, ha conseguentemente comportato una riduzione, rispetto al primo biennio 2022-2023, della valorizzazione del coefficiente QL_a , passato da un valore medio di circa 1,3% del primo biennio allo 0,2% del secondo biennio, e del coefficiente PG_a , valorizzato in media in misura pari all'1% nel primo biennio e passato a 0,2% nel secondo biennio. L'impiego del coefficiente $C116_a$ si è confermato trascurabile.

¹⁹ Si ricorda come il decreto in oggetto contenga norme che, da un lato, innovano la definizione di "rifiuti urbani", soprattutto con riferimento ai rifiuti prodotti dalle utenze non domestiche e, dall'altro, prevedono che gli utenti non domestici possano optare per il conferimento dei propri rifiuti al di fuori del servizio pubblico, "previa dimostrazione di averli avviati al recupero mediante attestazione rilasciata dal soggetto che effettua l'attività di recupero dei rifiuti stessi", divenendo pertanto "escluse dalla corresponsione della componente tariffaria rapportata alla quantità dei rifiuti conferiti" e che tale opzione possa essere esercitata per un periodo minimo di due anni (fatta salva la possibilità di riammissione – su richiesta – da parte del soggetto gestore del servizio pubblico prima di tale scadenza, si veda l'articolo 238, comma 10, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152).

Un'ulteriore differenza nella determinazione del limite annuale di crescita alle entrate tariffarie 2024-2025 rispetto al biennio 2022-2023, è attribuibile al valore dell'inflazione attesa r_{pi} definito dall'Autorità è passato dall'1,7% del primo biennio, al 2,7% del secondo biennio.

FIG. 6.18 Composizione media del limite di crescita alle entrate tariffarie

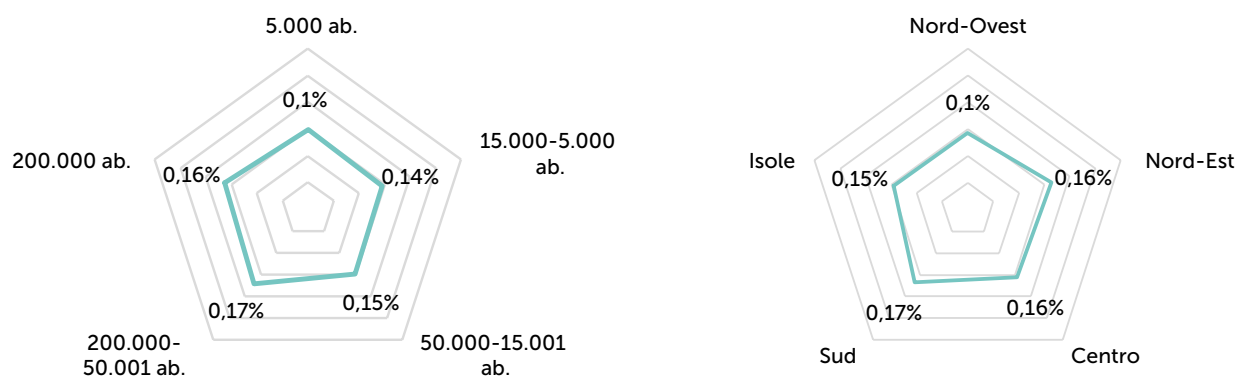


Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2022-2025.

A completamento dell'analisi relativa alla determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, si osserva come il valore medio assunto dal coefficiente X_a , determinato in esito al confronto tra il costo unitario effettivo di ciascun ambito tariffario e il *benchmark* di riferimento, nonché alla valutazione dei risultati raggiunti in termini di raccolta differenziata e di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo, si sia mantenuto prossimo allo 0,2%, ossia più vicino all'estremo inferiore dell'intervallo (0,1%-0,5%) fissato dall'Autorità, in continuità con il biennio 2022-2023.

A livello dimensionale il coefficiente risulta più elevato negli ambiti di maggiori dimensioni, mentre per gli ambiti con popolazione inferiore ai 50.000 abitanti, il valore medio scende intorno allo 0,1%; a livello di macroarea, il valore della X_a si attesta intorno allo 0,1% nel Nord-Ovest e delle Isole, mentre ruota intorno allo 0,2% nelle restanti aree (Fig. 6.19).

FIG. 6.19 Valori medi del coefficiente di recupero di produttività, anno 2024



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

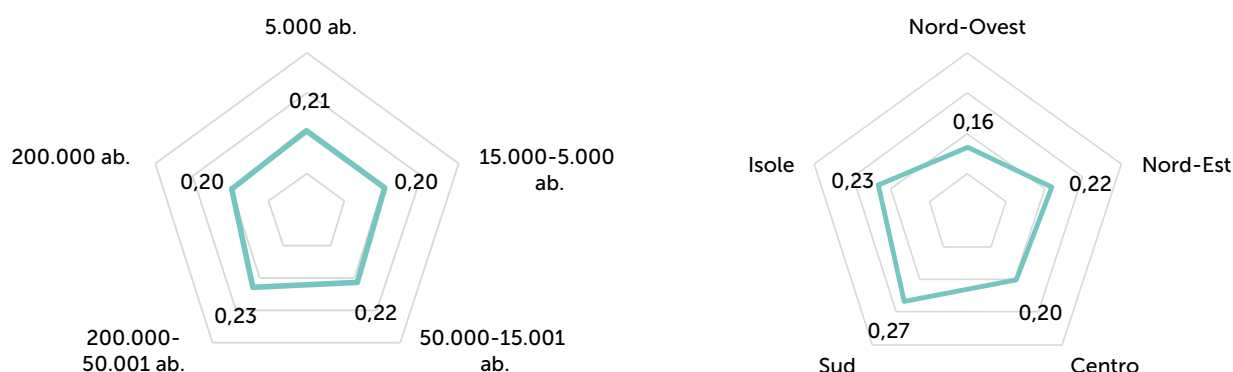
Nel biennio 2024-2025 il ricorso alla valorizzazione delle componenti di costo di natura previsionale COI_a^{exp} e CQ_a^{exp} è stato piuttosto contenuto, presumibilmente limitato dalle significative rivalutazioni sui costi operativi effettivi sostenuti nell'anno a-2 realizzate per l'aggiornamento all'andamento inflattivo. Le componenti CQ_{TV}^{exp} e CQ_{TF}^{exp} sono state valorizzate per il 15% degli ambiti tariffari nel 2024 e per il 12% nel 2025, in riduzione rispetto al primo biennio 2022-2023, quando tali componenti sono state valorizzate rispettivamente nel 29% e nel 39% dei casi; le componenti COI_{TV}^{exp} e COI_{TF}^{exp} nel 2024-2025 sono state valorizzate da circa il 10% degli ambiti tariffari e, anche in tal caso, si registra una riduzione degli ambiti che si sono avvalsi di tale leva tariffaria rispetto al biennio 2022-2023, quando la percentuale di utilizzo si è attestata intorno al 20%.

In relazione ai fattori di *sharing* per il sostegno ai processi di investimento per la *circular economy*, i valori assunti dal parametro ω_a risultano in lieve aumento rispetto al biennio precedente²⁰, riflettendo la prevalenza di valutazioni mediamente soddisfacenti della qualità ambientale dei servizi offerti dai gestori del settore, coerentemente con quanto rilevato dal coefficiente $(1+Y_a)$ che sintetizza sia le *performance* raggiunte in termini di raccolta differenziata (Y_1), sia in termini di efficacia del riciclo (Y_2), attestandosi mediamente intorno allo 0,7, ben oltre la soglia minima di soddisfazione dello 0,5.

In particolare, nel 2024, il parametro ω_a assume mediamente un valore intorno allo 0,21, in posizione intermedia all'interno dell'intervallo (0,1-0,4) individuato dall'Autorità.

Per circa il 32% degli ambiti tariffari ω_a presenta un valore pari allo 0,1, nel 43% dei casi un valore pari allo 0,2, nel 7% dei casi un valore pari a 0,3 e per il restante 18% un valore pari allo 0,4. In termini dimensionali non si rilevano particolari scostamenti rispetto al valore medio tra le varie classi, mentre in termini di macroarea si osserva un valore medio più contenuto nell'area Nord-Ovest, 0,16, e un dato medio più elevato nel Sud, 0,27 (Fig. 6.20).

FIG. 6.20 Valori medi del parametro ω_a nel 2024



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

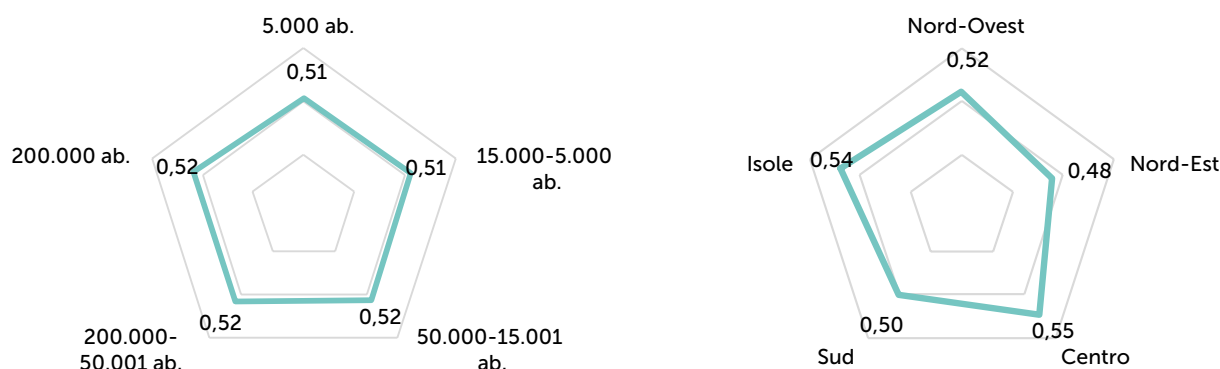
Nel 2024, mediamente il fattore di *sharing* b_a assume valori pari allo 0,51, più sbilanciati verso l'estremo superiore dell'intervallo individuato dall'Autorità (0,3-0,6)²¹, a livello dimensionale non si rilevano particolari variazioni tra classi, in termini di macroaree nel Centro e nelle Isole il parametro assume un valore superiore a quello medio e rispettivamente pari a 0,55 e 0,54. Mentre nel Nord-Est il valore scende allo 0,48 (Fig. 6.21).

²⁰ Nel 2023 il parametro ha assunto un valore medio di circa 0,19, cfr. *Relazione Annuale* 2024.

²¹ Ai fini dell'analisi, a fronte dell'intervallo (0,3-0,6) fissato dall'MTR-2, sono considerati premianti i valori compresi nell'intervallo (0,3-0,4), intermedi i valori compresi nell'intervallo (0,4-0,5) e penalizzanti o a tutela dell'utenza i valori compresi nell'intervallo (0,5-0,6).

Il fattore b_a è stato valorizzato nel 64% dei casi nell'intervallo (0,5-0,6), pur in presenza di valutazioni positive della qualità ambientale dei servizi offerti dai gestori per circa l'88% della categoria esaminata, segnalando un'esigenza di valorizzazione del parametro a tutela dell'utenza, mentre nel rimanente 12% dei casi riflette, effettivamente, un giudizio negativo sulle prestazioni ambientali dei gestori. Il 10% degli ambiti ha valorizzato un b_a compreso nell'intervallo (0,4-0,5), mentre una quota pari al 12% ha determinato il fattore b_a in un valore compreso nell'intervallo (0,3-0,4).

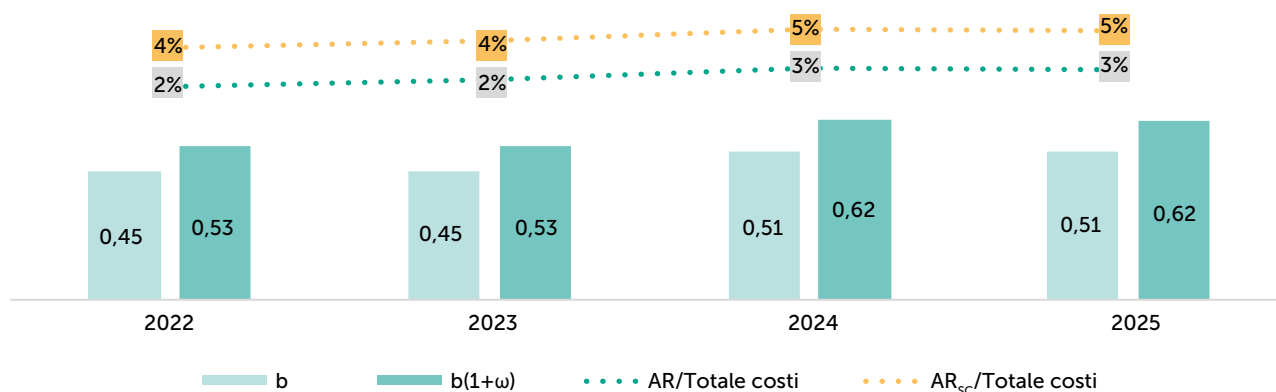
FIG. 6.21 Valori medi del fattore di sharing b_a nel 2024



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

Dal confronto tra il primo biennio del periodo regolatorio e il secondo, si rileva un aumento del valore medio dei parametri di *sharing*: il fattore b passa da un valore medio intorno allo 0,45 nel 2022-2023 allo 0,51 nel 2024-2025, mentre il fattore $b(1+\omega)$ aumenta dallo 0,53 nel periodo 2022-2023 allo 0,62 nel secondo biennio, come conseguenza sia di un leggero aumento del parametro ω – per effetto di un meccanismo più stringente per la sua valorizzazione legato all'introduzione del nuovo parametro di qualità tecnica R1 che misura l'efficacia dell'avvio a riciclaggio delle frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore – sia di una maggiore propensione da parte degli ETC a riconoscere un beneficio più ampio agli utenti finali (Fig. 6.22). Tra i due bienni in esame, l'incidenza del totale dei ricavi da vendita di materiale ed energia derivante dai rifiuti (AR), e l'incidenza del totale dei ricavi derivante dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi di *compliance* agli obblighi di responsabilità estesa del produttore (a copertura degli oneri per la raccolta differenziata dei rifiuti di pertinenza) (ARSC), rispetto al totale dei costi risultano in leggero aumento, passando in media dal 3% del primo biennio al 4% del secondo.

FIG. 6.22 Andamento del valore di sharing e dell'incidenza degli AR e AR_{sc} sul totale dei costi



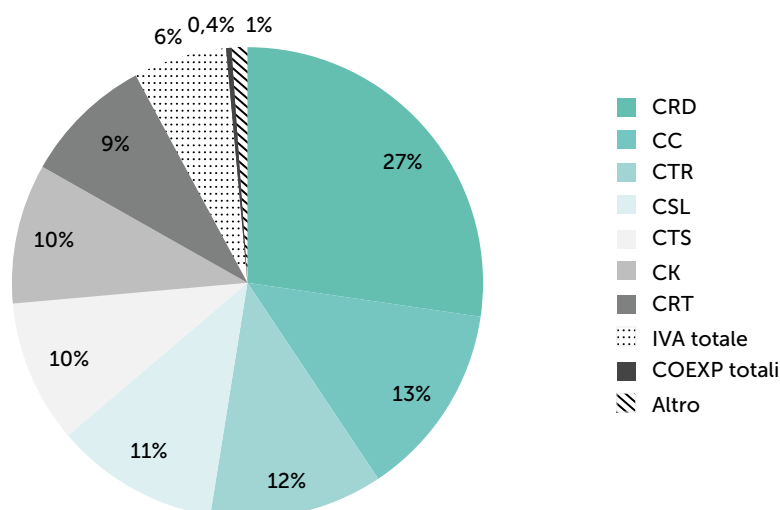
Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2022-2025.

In riferimento al campione di analisi, l'ammontare di costi sottesi alle entrate tariffarie risulta pari a circa 10,3 miliardi di euro²², da cui deriva un totale di entrate tariffarie validate pari a 9,7 miliardi di euro²³. Si sottolinea che, rispetto alla *Relazione Annuale* 2024, il dato dell'ammontare complessivo delle entrate tariffarie validate risente della minor numerosità di proposte contenute nel campione oggetto di analisi della presente *Relazione Annuale*.

L'analisi dei piani economico-finanziari evidenzia un peso preponderante dei costi operativi di gestione e dei costi comuni che rappresentano circa l'80% dei costi complessivi, mentre i costi di capitale valgono quasi il 10%. La quota restante è costituita prevalentemente dall'IVA indetraibile a carico degli utenti finali e in misura residuale dal peso dei conguagli e dei recuperi degli importi eccedenti il limite oggetto di rimodulazione tra le annualità del periodo regolatorio.

La figura 6.23 mostra più nel dettaglio la composizione delle entrate tariffarie in base alle diverse componenti di costo: la quota di oneri attribuibile alla componente CRD_a risulta la più significativa, con un peso medio pari al 27% del totale costi. Le componenti CTR_a e CTS_a, considerate congiuntamente, raggiungono una quota del 22%, il CRT_a si attesta al 9%; in riferimento alle componenti delle "entrate tariffarie fisse", i costi comuni (CC_a, inclusivi dei costi di gestione della tariffa) e i costi operativi dello spazzamento (CSL_a) hanno un'incidenza pari rispettivamente al 13% e all'11%, oltre ai già richiamati costi di capitale che si attestano intorno al 10%. Infine, come già accennato, le componenti di costo previsionale hanno un peso trascurabile. Tali percentuali si mantengono stabili rispetto all'annualità 2023.

FIG. 6.23 Composizione media dei costi di gestione 2024 – dettaglio per componente



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

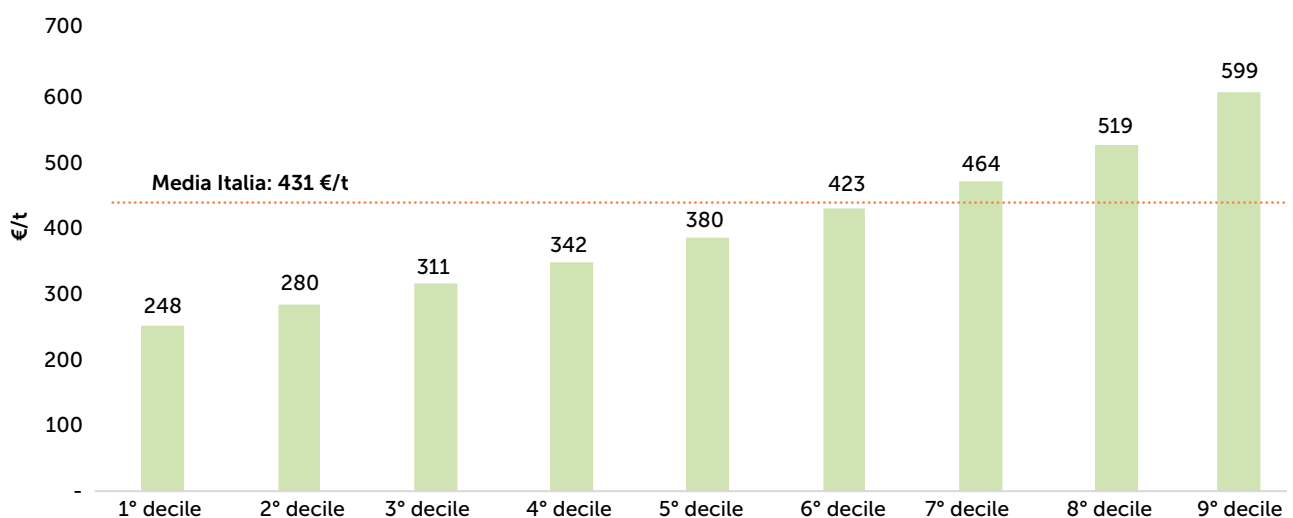
²² Si tratta dei costi determinati su base storica (a partire dalle scritture contabili obbligatorie) secondo quanto previsto dall'articolo 7 dell'MTR-2, a cui si sommano i costi determinati su base previsionale per le specifiche finalità e obiettivi previsti dall'MTR-2, validati dagli ETC. Il valore indicato è espresso già al netto delle detrazioni corrispondenti alla facoltà, in capo agli ETC, di validare importi inferiori rispetto a quelli risultanti dalla somma dei costi da fonti contabili obbligatorie, di cui al comma 4.6 della delibera 363/2021/R/rif. Per il complesso delle predisposizioni tariffarie oggetto di analisi, tali detrazioni valgono, con riferimento al 2024, a circa 700 milioni di euro. Viceversa, non sono considerati, ossia sottratti ai suddetti costi, i ricavi derivanti dalla vendita di materiale ed energia e i costi eccedenti il limite di crescita non articolati all'utenza.

²³ Il valore si riferisce al totale delle entrate effettivamente validate dagli ETC e quindi al totale dei costi al netto delle detrazioni 4-6, dell'applicazione dei meccanismi di *sharing* sui ricavi AR e ARsc e dei costi eccedenti il limite non validati.

Rispetto al totale delle predisposizioni tariffarie esaminate, complessivamente le entrate tariffarie validate dai singoli ETC nel 2024 sono risultate pari 9,7 miliardi di euro²⁴, registrando un valore medio unitario in termini di tonnellate pari a circa 431 €/t²⁵.

Il grafico in figura 6.24 che riporta la distribuzione delle predisposizioni tariffarie oggetto di analisi in termini di entrate tariffarie per tonnellata, evidenzia una significativa eterogeneità dei costi del servizio: l'80% delle predisposizioni tariffarie ricade nell'ampio intervallo compreso tra 248 euro per tonnellata di rifiuto prodotto e 599 euro per tonnellata. Per il 50% degli ambiti tariffari, le entrate tariffarie unitarie si attestano al di sotto del valore mediano di 380 €/t, inferiore al valore medio 431 €/t.

FIG. 6.24 Distribuzione delle proposte tariffarie per livello delle entrate tariffarie nel 2024



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

Nella figura 6.25 per ciascuna macroarea è illustrata la composizione media delle entrate tariffarie validate dagli ETC per l'annualità 2024 ed espressa in termini unitari, ovvero per tonnellata di rifiuti urbani prodotti. A livello nazionale le entrate tariffarie si attestano intorno ai 431 €/t, valori inferiori si registrano nel Nord-Ovest (385 €/t) e nel Nord-Est (346 €/t), mentre le restanti aree registrano costi unitari nettamente oltre il valore medio e pari a 485 €/t per il Centro, 497 €/t per il Sud e 520 €/t per le Isole.

Dal confronto tra le singole componenti di costo, emerge come nelle aree centrali e meridionali, rispetto alle aree settentrionali, i costi relativi alle attività di raccolta, in particolare quella differenziata, e alle attività di avvio a smaltimento siano maggiori (Fig. 6.25).

Oltre alle singole componenti di costo che determinano le entrate tariffarie, la figura evidenzia i ricavi da recupero di materia e/o di energia che, tramite i meccanismi di *sharing* previsti dall'MTR-2, vengono scomputati dall'ammontare totale dei costi nonché la quota di costo che, eccedendo il limite di crescita, non viene trasferita sugli utenti. Tale quota rispetto al biennio precedente risulta mediamente in aumento.

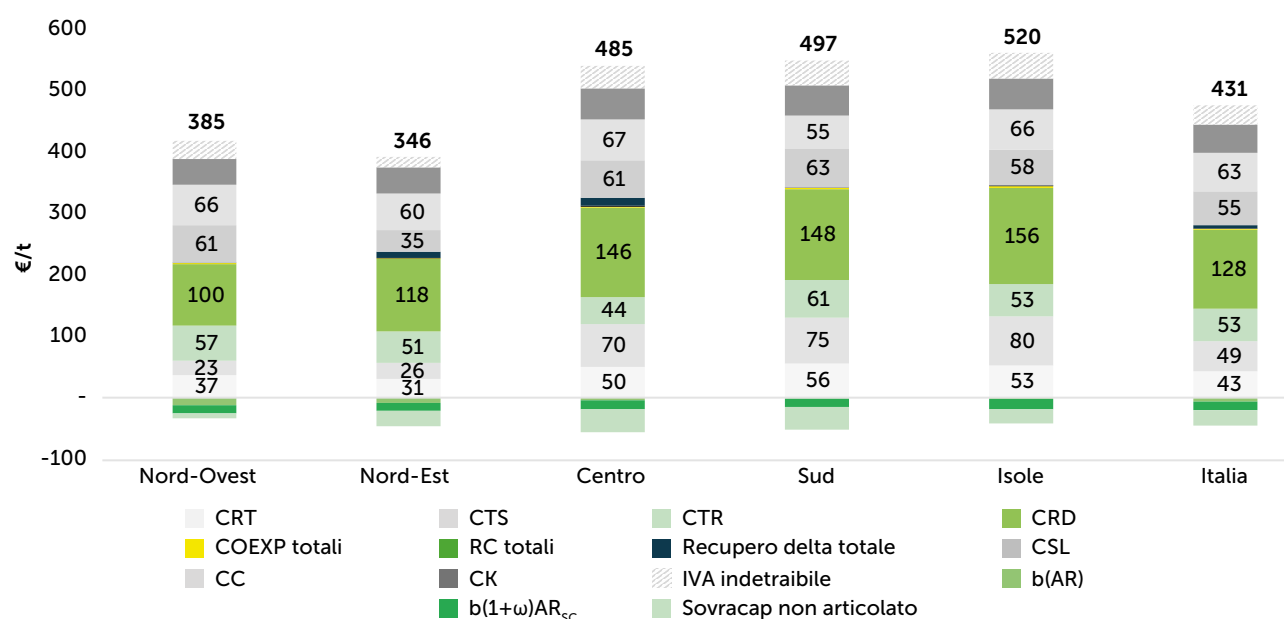
²⁴ Il valore si riferisce al totale delle entrate effettivamente validate dagli ETC e quindi al totale dei costi al netto delle detrazioni 4.6, dell'applicazione dei meccanismi di *sharing* sui ricavi AR_a e AR_(SC,a) e dei costi eccedenti il limite non validati.

²⁵ Ai fini delle analisi sono state considerate le tonnellate di rifiuti urbani prodotte nel 2022 da ciascun ambito tariffario.

Quota parte delle eccedenze determinate nelle annualità del periodo regolatorio 2022-2025, e in particolar modo nel biennio 2024-2025, in diversi casi è stata rinviata alle annualità successive al secondo periodo regolatorio, sfruttando le disposizioni contenute nell'articolo 4.5 dell'MTR-2: più del 30% degli ambiti tariffari ha usufruito di tale strumento, rinviando una quota pari al 19% del totale dei costi validati oltre il 2025. Tali importi saranno recuperabili nei limiti dello spazio che si renderà disponibile in esito alla fissazione del limite alla crescita per il terzo periodo regolatorio. L'incidenza della rimodulazione, calcolata sul totale dei costi validati per tutti gli ambiti tariffari inclusi nel *panel* di analisi (ossia includendo gli ambiti per cui non è stato effettuato alcun rinvio al futuro dei costi eccedenti il limite) vale il 6% circa.

In relazione ai ricavi da recupero di materia e/o di energia e ai ricavi provenienti dai sistemi di *compliance*, si osservano valori unitari maggiori per le aree del settentrione, 25/22 €/t, rispetto al Centro e Meridione, dove i valori unitari oscillano tra i 15 €/t e i 19€/t. Tali differenze possono essere in parte riconducibili al diverso livello di *performance* raggiunto in termini di raccolta differenziata e di percentuali di avvio a recupero²⁶, che incide sia sull'ammontare totale dei ricavi riconosciuti dal mercato e dai sistemi di *compliance*, sia sulle valutazioni effettuate dagli ETC per la determinazione dei fattori di *sharing*.

FIG. 6.25 Entrate tariffarie medie unitarie 2024 per macroarea, dettaglio per componente



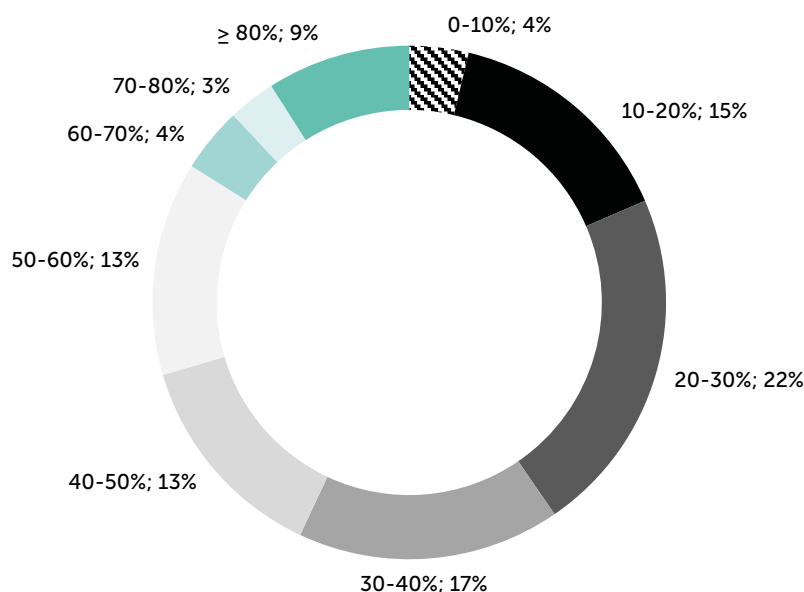
Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

La delibera 389/2023/R/rif ha introdotto con il comma 8.2 il parametro *H* che misura il grado di copertura dei costi della raccolta degli imballaggi dei corrispettivi derivanti dai sistemi di *compliance*, definendo contestualmente gli obiettivi di miglioramento associati a ciascun ambito tariffario, tenuto conto del livello di partenza, fino alla soglia minima dell'80%. Il grafico esposto nella figura 6.26 mostra come oltre il 60% della popolazione del *panel*²⁷ ricada in ambiti con un *H* al di sotto del 40%²⁸.

²⁶ Il coefficiente $(1+y)$ risulta mediamente pari a 0,75 per il Nord-Ovest, 0,67 per il Nord-Est, 0,75 per il Centro, 0,62 per il Sud e 0,66 per le Isole.

²⁷ Tali analisi sono state elaborate sulla base di un *panel* di circa 2.800 predisposizioni tariffarie trasmesse per l'aggiornamento 2024-2025 (per una popolazione sottesa di circa 33 milioni di abitanti).

²⁸ Il valore dell'indicatore può essere influenzato da differenti modalità di rendicontazione dei costi e dei ricavi adottati dalla gestione in presenza di subdeleghe afferenti ai ricavi da sistemi di *compliance*.

FIG. 6.26 Distribuzione della popolazione per classe di H "di partenza" in Italia

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Come richiamato nell'introduzione di questo Capitolo, nel corso del 2024 sono proseguite le attività di istruttoria e approvazione delle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2022-2025, nonché al periodo 2020 e 2021, e sono state avviate quelle relative all'aggiornamento tariffario biennale 2024-2025: la tavola 6.1 descrive lo stato delle approvazioni delle predisposizioni relative a ciascuna annualità dei primi due periodi regolatori²⁹.

Per il 2020, la quota di popolazione interessata dall'approvazione del piano economico-finanziario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani è pari a 18,6 milioni di abitanti (31% della popolazione nazionale); il corrispondente dato per il 2021 è di 17,2 milioni di abitanti (29% della popolazione nazionale); circa 14 milioni di abitanti sono stati interessati dall'approvazione dei Piani economico-finanziari 2022-2025 (24% della popolazione nazionale), mentre poco meno di 5 milioni (8% della popolazione nazionale) sono stati oggetto di approvazione per l'aggiornamento biennale 2024-2025.

Il numero di ambiti tariffari è pari a 476 per il 2020, corrispondenti a un totale complessivo di 653 Comuni, nel 2021 risultano approvati 378 ambiti tariffari corrispondenti a 584 Comuni, mentre per il 2022 gli ambiti sono 171 per un totale di 378 Comuni.

²⁹ I dati e le approvazioni tariffarie relativi sia al primo periodo regolatorio che al secondo sono aggiornati al 1° aprile 2025.

La variazione effettiva su base annuale delle entrate tariffarie per le predisposizioni approvate dall'Autorità è pari a circa 1,3% per il 2020 e 1,5% per il 2021, mentre con riferimento al quadriennio 2022-2025, per il 2022 è pari a 0,29%³⁰, nel 2023 è pari al 2%, mentre per le annualità 2024 e 2025 interessate dall'aggiornamento biennale, l'incremento medio si è attestato rispettivamente pari al 5,7% e al 3,4%³¹.

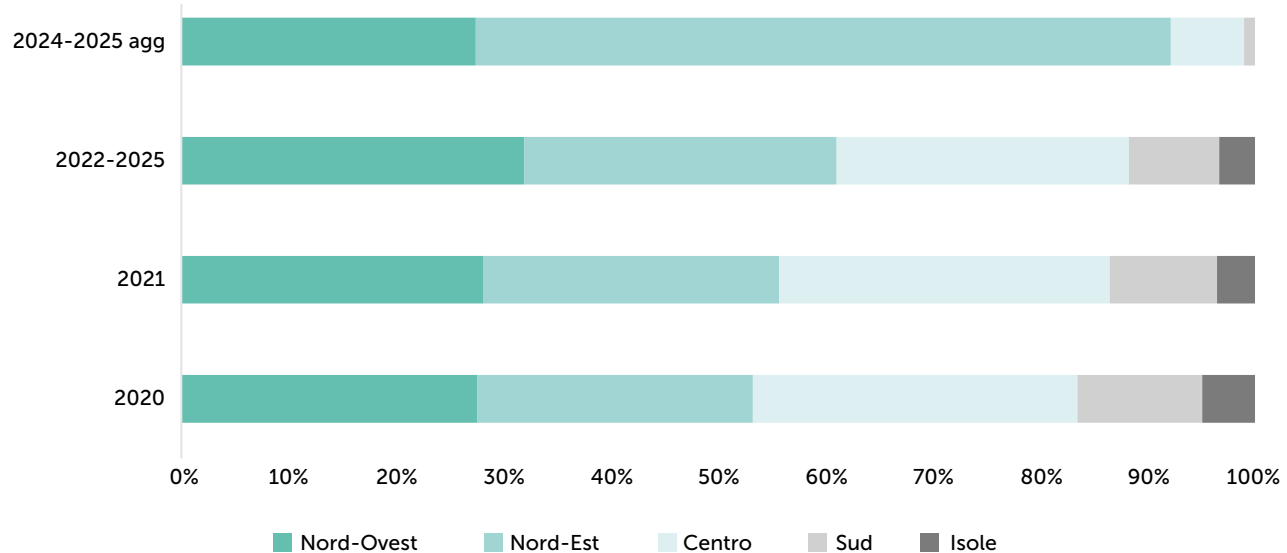
TAV. 6.1 *Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità*

ANNUALITÀ DI RIFERIMENTO DEL PEF	NUMERO ENTI TERRITORIALMENTE COMPETENTI	NUMERO AMBITI TARIFFARI	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (milioni di ab.)	NUMERO COMUNI SERVITI	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE
2020	99	476	537	18,6	653	1,29%
2021	77	378	442	17,2	584	1,51%
2022	67	171	230	13,9	378	0,29%
2023	67	171	227	13,9	378	1,94%
2024agg	14	81	88	4,6	166	5,71%
2025agg	14	81	85	4,6	166	3,43%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative alle annualità dal 2020 al 2025.

Come si osserva dal grafico riportato in figura 6.27, le approvazioni tariffarie relative ai due primi periodi regolatori, riguardano, in termini di abitanti, prevalentemente gli ambiti delle macroaree settentrionali e centrali (dove risiede il 66% della popolazione nazionale), mentre scende al di sotto del 16% nelle aree meridionali. Con particolare riferimento all'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2024-2025, la quota di popolazione maggiormente interessata dalle approvazioni dell'Autorità risiede nell'area settentrionale.

FIG. 6.27 *Distribuzione geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie*



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni dal 2020 al 2025.

30 Tale valore risente notevolmente di un decremento registrato in un ambito di grande dimensione; il dato medio relativo al complesso delle predisposizioni trasmesse – si veda la figura 6.15 – indica una crescita delle entrate tariffarie pari a circa il 2% per il 2022.

31 I dati rappresentati nella tavola 6.1 sono dati medi delle variazioni delle entrate tariffarie, ponderate per la popolazione residente in ciascun ambito tariffario.

Le entrate tariffarie approvate dall'Autorità mostrano una forte variabilità dei costi sottesi all'erogazione del servizio, riflettendo quanto già evidenziato nel grafico esposto in figura 6.24 che, si ricorda, riguarda l'insieme più ampio delle proposte tariffarie inviate all'Autorità.

L'eterogeneità dei costi del servizio è correlabile ad una molteplicità di fattori che singolarmente e congiuntamente ne influenzano il valore; tra tali fattori, a titolo esemplificativo e non esaustivo, si possono citare l'assetto urbanistico dell'ambito tariffario, la morfologia territoriale, la dimensione, oltre agli aspetti più settoriali, quali le modalità e caratteristiche di erogazione del servizio e l'accessibilità agli impianti di trattamento.

Le tavole 6.2, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6 e 6.7 – con riferimento rispettivamente alle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità per le annualità 2020, 2021, 2022, 2023, e all'aggiornamento relativo alle predisposizioni tariffarie 2024 e 2025 – illustrano i dati medi delle entrate tariffarie pro capite e delle relative variazioni annuali³² secondo la dimensione dell'ambito tariffario espressa in termini di abitanti.

TAV. 6.2 *Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari*

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	193	375.372	191	1,80%
5.001-15.000 ab.	121	1.094.267	168	1,00%
15.001-50.000 ab.	77	2.411.118	186	1,30%
50.001-200.000 ab.	72	6.388.847	212	0,80%
Oltre 200.000 ab.	13	8.355.979	248	1,70%
TOTALE	476	18.625.583	222	1,30%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

TAV. 6.3 *Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari*

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	162	318.650	198	1,40%
5.001-15.000 ab.	71	647.393	191	1,60%
15.001-50.000 ab.	65	2.086.903	187	1,60%
50.001-200.000 ab.	67	5.890.396	211	1,00%
Oltre 200.000 ab.	13	8.299.841	247	1,80%
TOTALE	378	17.243.183	225	1,50%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2021.

³² Ancora una volta, si tratta di medie ponderate per la popolazione di ciascun ambito tariffario.

TAV. 6.4 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2022, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	50	90.607	157	1,90%
5.001-15.000 ab.	17	170.494	170	2,30%
15.001-50.000 ab.	44	1.497.091	178	1,90%
50.001-200.000 ab.	47	3.909.510	201	2,40%
Oltre 200.000 ab.	13	8.299.841	244	-1,10% ^(A)
TOTALE	171	13.967.543	223	0,30%

(A) Il dato risente di un decremento registrato in un ambito tariffario di grandi dimensioni.

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2022.

TAV. 6.5 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2023, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	50	90.607	160	1,50%
5.001-15.000 ab.	17	170.494	170	0,10%
15.001-50.000 ab.	44	1.497.091	184	2,70%
50.001-200.000 ab.	47	3.909.510	205	2,10%
Oltre 200.000 ab.	13	8.299.841	248	1,80%
TOTALE	171	13.967.543	227	1,90%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2023.

TAV. 6.6 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2024, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2022)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	37	58.856	155	5,30%
5.001-15.000 ab.	8	77.558	156	5,80%
15.001-50.000 ab.	19	582.681	203	6,10%
50.001-200.000 ab.	10	1.081.019	201	5,80%
Oltre 200.000 ab.	7	2.839.104	230	5,60%
TOTALE	81	4.639.218	217	5,70%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2024.

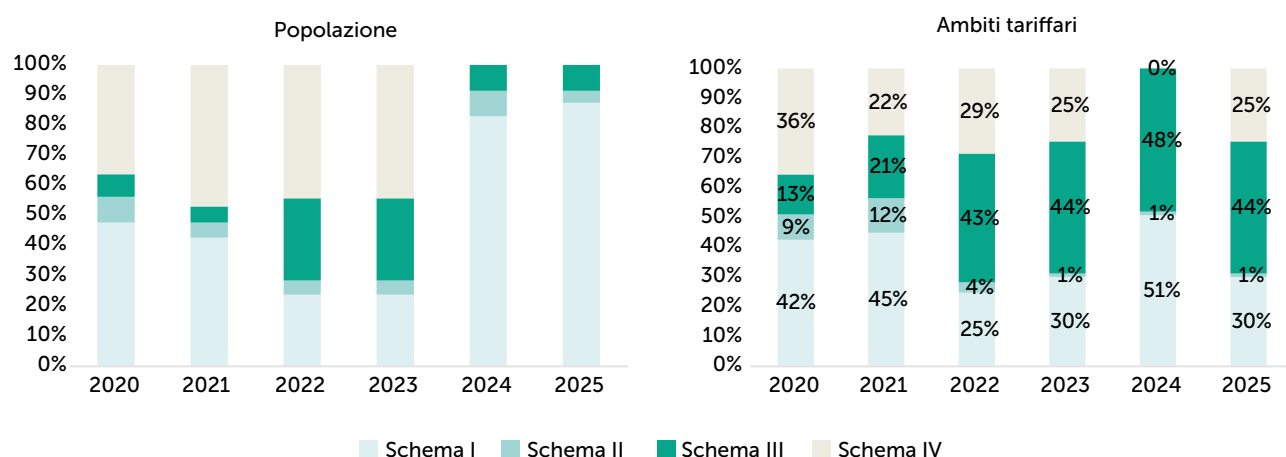
TAV. 6.7 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2025, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2022)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	37	58.856	163	5,20%
5.001-15.000 ab.	8	77.558	163	4,70%
15.001-50.000 ab.	19	582.681	212	5,70%
50.001-200.000 ab.	10	1.081.019	205	5,40%
Oltre 200.000 ab.	7	2.839.104	234	2,10%
TOTALE	81	4.639.218	222	3,40%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2025.

Con riferimento ai coefficienti relativi a obiettivi specifici di miglioramento della qualità e di ampliamento del perimetro gestionale, che impattano sulla determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, il grafico in figura 6.28 descrive il posizionamento nella matrice di cui al comma 4.3 dell'MTR-2 delle gestioni finora oggetto di approvazione, sia in termini di ambiti tariffari sia in termini di popolazione specificatamente per le annualità 2020, 2021, 2022 e 2023, nonché per l'annualità soggette ad aggiornamento tariffario 2024-2025.

Dalla lettura combinata dei due grafici emerge un aumento nelle annualità 2024 e 2025 degli ambiti, in particolare quelli di dimensione maggiore, che si collocano nel I quadrante degli schemi della matrice regolatoria, dove non sono previsti obiettivi di miglioramento della qualità delle prestazioni erogate, né obiettivi di ampliamento del servizio; come già espresso nel paragrafo precedente, tale effetto si è verificato per un ampio ricorso all'utilizzo del coefficiente CRI_a , istituito per il recupero dei maggiori oneri derivante dall'aumento dei prezzi dei fattori di produzione nelle annualità 2022 e 2023. Tuttavia, resta non trascurabile il numero di ambiti che prevedono obiettivi di miglioramento della qualità delle prestazioni (Schema III)³³:

FIG. 6.28 Distribuzione delle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità per Schemi regolatori

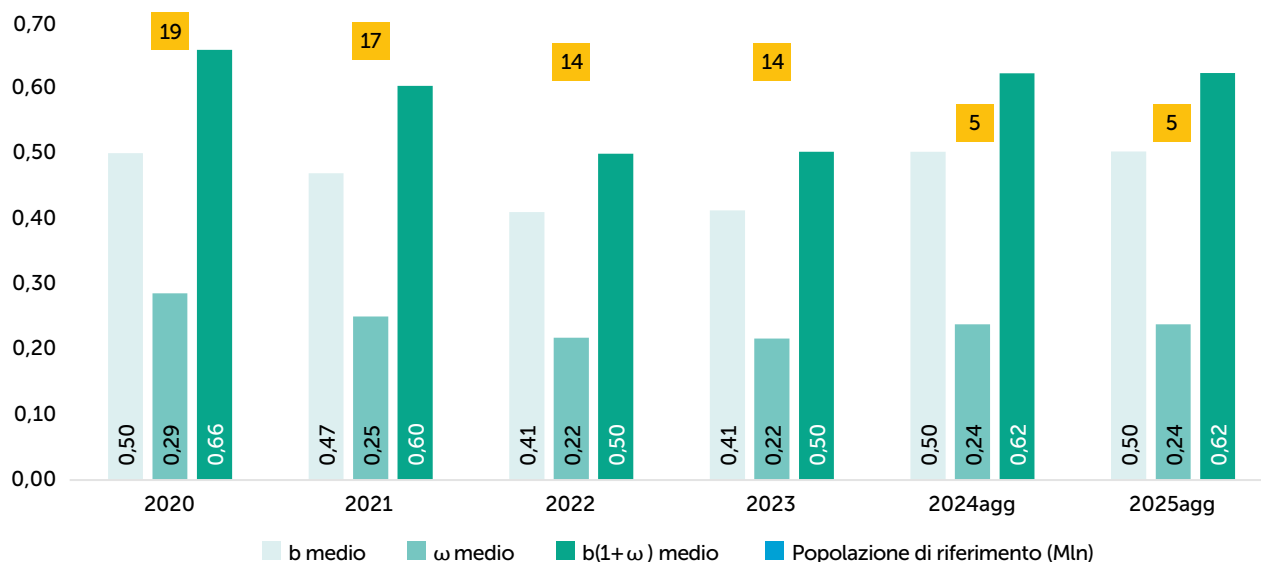
Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021, e al periodo 2022-2025.

³³ Si ricorda che, per le annualità 2020 e 2021, oltre alla valorizzazione dei coefficienti QL e PG è stato possibile ricorrere ad ulteriori coefficienti per la determinazione del limite alla crescita previsti dall'MTR per il primo periodo regolatorio, vale a dire $C19_{2020}$ e $C19_{2021}$, legati ai maggiori costi determinati dall'emergenza pandemica, mentre dal 2022 gli ETC, nei limiti di crescita previsti dall'MTR-2 hanno potuto eventualmente valorizzare anche la componente C116, introdotta proprio a partire dal nuovo periodo regolatorio. Per le annualità 2024 e 2025 è invece stato introdotto il coefficiente CRI_a .

Con riferimento ai costi operativi incentivanti $COI_{TV,a}^{exp}$ e $COI_{TF,a}^{exp}$ ³⁴, l'Autorità ne ha riscontrato la valorizzazione, nel piano economico-finanziario 2020 per 114 predisposizioni sulle 476 approvate (24%), e nel piano economico-finanziario 2021 per 97 predisposizioni sulle 378 approvate (26%); nelle prime due annualità del secondo periodo regolatorio, 2022 e 2023, il ricorso alla valorizzazione della componente tariffaria COI_a^{exp} scende rispettivamente al 18% e 15% dei casi, tuttavia si segnala un maggior ricorso alle ulteriori componenti previsionali introdotte dall'MTR-2, ovvero le componenti $CQ_{TV,a}^{exp}$ e $CQ_{TF,a}^{exp}$ valorizzate nel 26% e 29% degli ambiti rispetto alle 171 predisposizioni tariffarie 2022-2025 approvate. Nel secondo biennio 2024-2025 sia il ricorso alle componenti COI_a^{exp} che CQ_a^{exp} scende rispettivamente al 2% e al 3% rispetto al totale delle 166 predisposizioni tariffarie analizzate.

Se le leve decisionali relative ai fattori di *sharing* dei proventi, b_a e ω_a , sono state impiegate, con riferimento al 2020 e al 2021, prevalentemente per contenere le entrate tariffarie a tutela dell'utenza (anche, evidentemente, in presenza di valutazioni positive sulla qualità ambientale delle prestazioni delle gestioni), registrando valori medi più prossimi agli estremi superiori degli intervalli fissati dall'Autorità, in particolare per il fattore b_a , nel primo biennio del secondo periodo regolatorio, la necessaria coerenza tra prestazioni e quantificazione dei parametri incentivanti, prevista dall'MTR-2 in particolare per il parametro ω_a , ha determinato uno spostamento dei valori medi tendenzialmente prossimi ai valori mediani degli intervalli fissati dall'Autorità. Nell'ultimo biennio 2024-2025, si osserva un nuovo aumento dei parametri valorizzati dagli ETC, verificatosi in parte per temperare gli incrementi scaturiti dai maggiori oneri derivanti dalla crescita dei prezzi dei fattori produttivi nel 2022 e 2023 i cui effetti si sono riversati nelle annualità 2024 e 2025, in parte come conseguenza dei meccanismi più stringenti per la determinazione del parametro ω introdotti dalla deliberazione 389/2023/R/rif (Fig. 6.29).

FIG. 6.29 Valori medi fattori di sharing per le proposte tariffarie approvate dall'Autorità



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021, e al periodo 2022-2025.

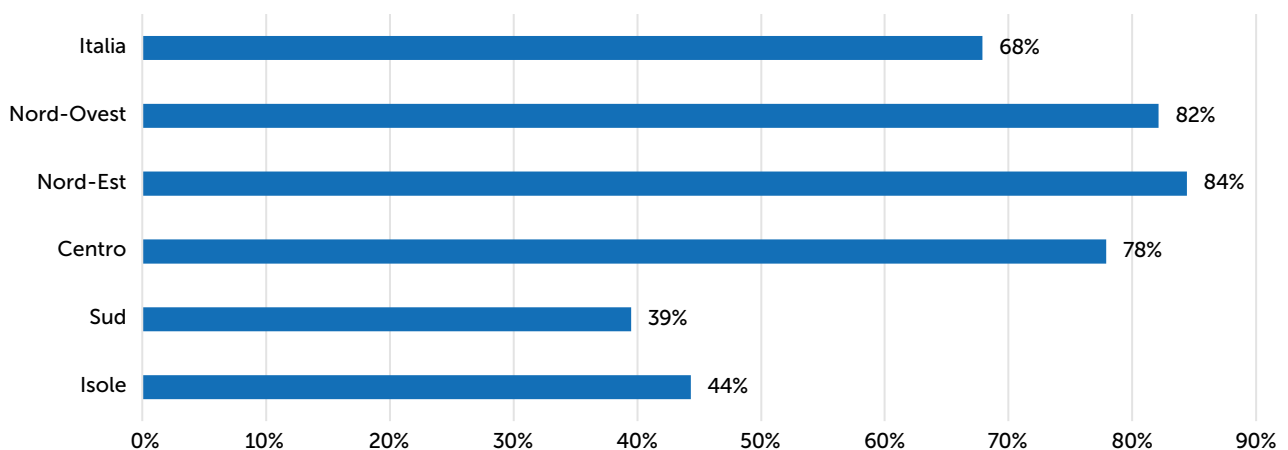
³⁴ Si ricorda che $COI_{TV,a}^{exp}$ e $COI_{TF,a}^{exp}$ sono componenti di natura previsionale destinate alla copertura degli oneri variabili e fissi attesi per il conseguimento di target specifici di miglioramento dei livelli di qualità e/o alle modifiche del perimetro gestionale.

Articolazione dei corrispettivi

Come illustrato nel Volume II della presente *Relazione Annuale*, con delibera 6 febbraio 2024, 41/2024/R/rif, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva sui criteri di articolazione dei corrispettivi applicati nel servizio di gestione dei rifiuti urbani (di seguito anche: RU), al fine di acquisire puntuali informazioni da cui derivare indicazioni utili per un successivo intervento di primo riordino sulla materia³⁵.

A tale scopo, nel corso del 2024 è stata effettuata una specifica raccolta dati di "Ricognizione delle articolazioni dei corrispettivi del settore rifiuti", con distinto riferimento alle annualità 2022 e 2023, rivolta ai soggetti responsabili dell'attività di "gestione tariffe e rapporto con gli utenti" del servizio di gestione dei RU, conclusasi da ultimo in data 4 novembre 2024. A tale data, risultavano trasmessi i dati e le informazioni relativi a 4.019 ambiti tariffari per il 2023 e a 3.928 ambiti tariffari per il 2022, corrispondenti ad una popolazione servita pari rispettivamente al 68% e al 64% dell'intera popolazione italiana, pur riscontrandosi un grado di copertura disomogeneo tra le diverse aree geografiche e tra le singole Regioni, con un tasso di rappresentatività maggiore per l'area Centro-Nord del Paese, come evidenziato dalla figura seguente (Fig. 6.36)

FIG. 6.30 Copertura panel per area geografica (percentuale popolazione servita, anno 2023)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati trasmessi dai gestori.

In particolare, nell'ambito della raccolta dati sono state richieste informazioni in merito, tra gli altri, ai seguenti elementi:

- il regime di prelievo applicato, se tributo o tariffa avente natura di corrispettivo, nonché il grado di diffusione dei sistemi di tariffazione puntuale rispetto a metodi di natura presuntiva e le relative *performance* ambientali;
- i criteri di ripartizione utilizzati per suddividere tra le categorie di utenza domestica e non domestica i costi del servizio da coprire attraverso la tariffa;
- i valori adottati dei parametri per l'attribuzione della parte fissa e della parte variabile della tariffa alle utenze domestiche e non domestiche, ai sensi dell'art. 4 dell'allegato 1 del decreto del Presidente della Repubblica 27 aprile 1999, n. 158 (di seguito: DPR n. 158/1999);

³⁵ Il procedimento per la definizione di un intervento di primo riordino in materia di articolazione dei corrispettivi nel servizio di gestione dei rifiuti urbani è stato effettivamente avviato con delibera dell'Autorità 18 febbraio 2025, 56/2025/R/rif.

- le caratteristiche dell'articolazione dei corrispettivi in caso di adozione di tariffazione puntuale e i criteri di allocazione dei costi nella struttura articolata alle utenze.

In generale, nell'ambito degli approfondimenti condotti sui dati e le informazioni raccolti, emerge quale chiave di lettura comune la significativa eterogeneità che caratterizza profondamente il settore, connotato da una diffusa e pervasiva parcellizzazione gestionale e tariffaria a livello di singolo Comune.

In realtà, la normativa vigente (ex art. 199, comma 3, lettera f), del DLgs n. 152/2006) prevede l'organizzazione del servizio di gestione integrata dei RU per ambiti territoriali ottimali, delimitati secondo criteri, tra gli altri, di *"superamento della frammentarietà gestionale (...); conseguimento di adeguate dimensioni gestionali, definite sulla base di parametri fisici, demografici, tecnici e sulla base delle ripartizioni politico-amministrative; (...) valorizzazione di esigenze comuni e affinità nella produzione e gestione dei rifiuti"*, ribadendo, con l'art. 3-bis del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, come la definizione del perimetro degli ATO debba consentire economie di scala e di differenziazione idonee a massimizzare l'efficienza del servizio. Tuttavia, da un lato, anche laddove tale delimitazione sia avvenuta in linea con i criteri sopra delineati e in presenza di affidamenti del servizio integrato di dimensione e durata adeguate, permane generalmente una diffusa frammentazione tariffaria a livello comunale. Dall'altro lato, dagli esiti del periodico monitoraggio effettuato dall'Autorità³⁶, sussistono in diverse aree del Paese ancora difficoltà nel processo di piena operatività degli Enti di governo dell'ambito (di seguito anche: EGATO), qualora costituiti, con il permanere in capo ai singoli Comuni dell'esercizio di competenze che la normativa di settore riconosce agli EGATO, con ancora un diffuso esercizio frammentato delle competenze decisionali, per esempio, in materia di affidamenti, e situazioni tuttora riscontrate di pluralità gestionale.

Nei paragrafi seguenti sono dunque illustrate le principali evidenze emerse in termini di differenziazione dei regimi di prelievo applicati nel contesto nazionale e delle relative *performance* ambientali – con un *focus* specifico sui regimi in tariffazione puntuale –, di disuniformità nei criteri e nelle scelte di articolazione adottati, nonché di andamento della spesa caratterizzata da ampi divari territoriali.

Regimi di prelievo applicati

La TARI, acronimo di Tassa sui rifiuti, è l'imposta destinata a finanziare integralmente i costi relativi al servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani – disciplinati, per il periodo regolatorio 2022-2025, ai sensi dell'MTR-2 stabilito dall'Autorità – il cui pagamento spetta a chiunque sia in possesso, o detenga a qualsiasi titolo, locali o aree scoperte suscettibili di produrre rifiuti urbani, ai sensi dell'art. 1, comma 641, della legge 27 dicembre 2013, n. 147 (di seguito: legge n. 147/2013). Tuttavia, i Comuni che hanno implementato sistemi di misurazione puntuale dei rifiuti conferiti al servizio pubblico, conformi ai criteri stabiliti dal decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 20 aprile 2017 (di seguito: DM 20 aprile 2017), possono optare per il prelievo di carattere corrispettivo (tariffa corrispettiva di natura patrimoniale) in luogo della TARI tributo, ai sensi del comma 668, art. 1, della medesima legge. Per la commisurazione della TARI tributo, il Comune si avvale dei criteri stabiliti dal DPR n. 158/1999, ai sensi del comma 651, sia basandosi sui parametri meramente presuntivi ivi contenuti (in

³⁶ Relazione dell'Autorità 17 dicembre 2024, 567/2024/l/rif, recante "Quarta relazione, ai sensi dell'articolo 5, comma 6, del decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, recante 'Riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica'".

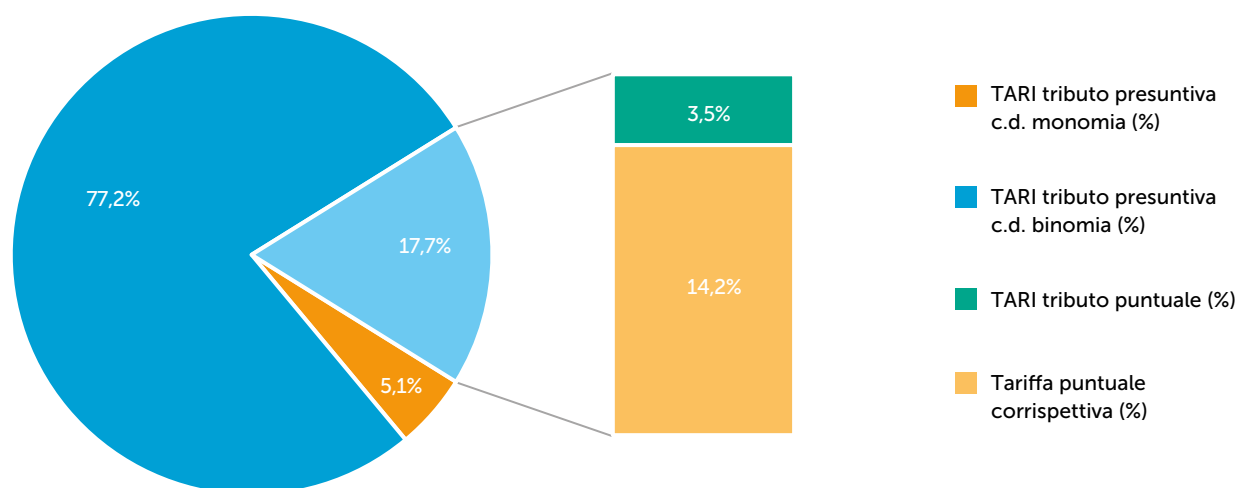
caso di TARI tributo presuntiva binomia), sia rifacendosi ai criteri di calibratura individuale e misurazione delle quantità (in caso di TARI tributo puntuale); infine, ai sensi del comma 652, il Comune, in alternativa ai criteri di cui al comma 651 e nel rispetto del principio "chi inquina paga", può commisurare la tariffa alle quantità e qualità medie ordinarie di rifiuti prodotti per unità di superficie, in relazione agli usi e alla tipologia delle attività svolte nonché al costo del servizio sui rifiuti (TARI tributo presuntiva monomia).

Combinando il regime di prelievo (tributario o di natura patrimoniale), nonché i criteri di commisurazione della tariffa alle utenze (ex comma 651 o ex comma 652, art. 1, della citata legge n. 147/2013), a livello nazionale si individuano pertanto quattro diversi regimi tariffari:

- TARI tributo presuntiva c.d. monomia (Metodo ordinario ex comma 652, art. 1, della legge n. 147/2013, alternativo a quello delineato nel DPR n. 158/1999);
- TARI tributo presuntiva c.d. binomia (Metodo normalizzato ex comma 651, art. 1, della legge n. 147/2013 con obbligatorio riferimento ai criteri presuntivi di cui al DPR n. 158/1999);
- TARI tributo puntuale (nel seguito anche: TARIP) (ex comma 651, art. 1, della legge n. 147/2013, con obbligatorio riferimento ai criteri di calibratura individuale e misurazione delle quantità di cui al DPR n. 158/1999);
- Tariffa puntuale corrispettiva (ex comma 668, art. 1, della legge n. 147/2013, applicata e riscossa dal soggetto affidatario del servizio di gestione dei rifiuti urbani, laddove nella commisurazione della tariffa resta facoltativo il riferimento ai criteri di cui al DPR n. 158/1999),

ripartiti secondo le percentuali indicate nella figura 6.31, con il regime di TARI tributo presuntiva di gran lunga prevalente a livello nazionale (82% in termini di popolazione servita) e la tariffazione puntuale³⁷ pari a una quota del 18% nel *panel* considerato (maggiormente rappresentativo dell'area Centro-Nord del Paese, come già sottolineato).

FIG. 6.31 Percentuale di popolazione servita in funzione del regime di prelievo (2023)



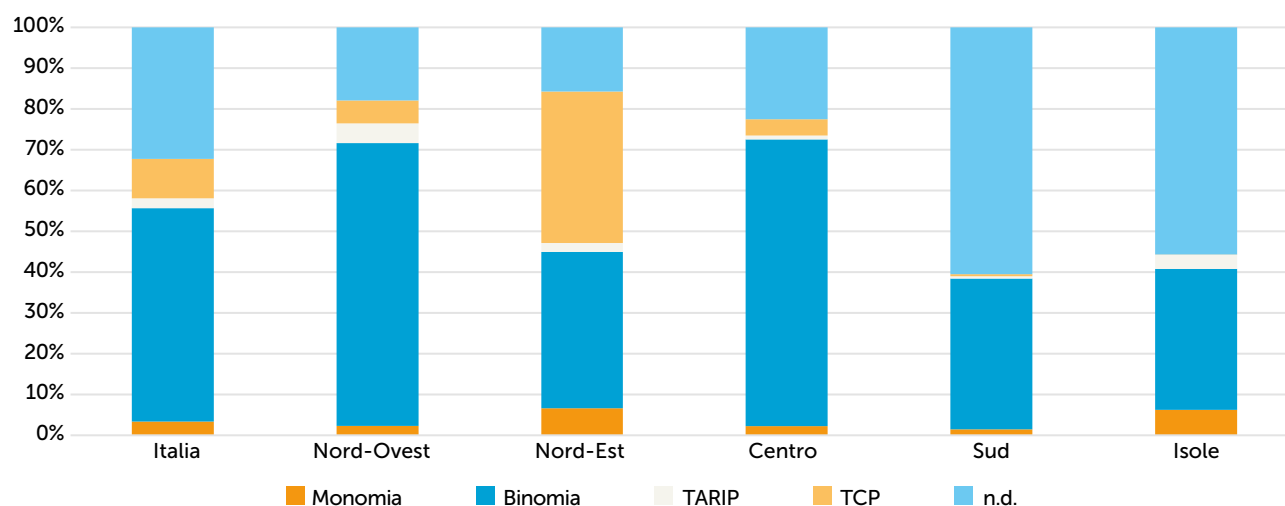
Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

³⁷ Ai sensi del comma 1.1 dell'MTR-2, si definisce tariffazione puntuale la tariffa corrispettiva o il tributo puntuale, istituito ai sensi del comma 651, art. 1, della legge n. 147/2013 ove la TARI sia determinata facendo riferimento ai criteri di calibratura individuale e misurazione delle quantità indicati nel DPR n. 158/1999.

Per quanto riguarda la diffusione dei diversi regimi di prelievo tra le varie aree geografiche (Fig. 6.32), si riscontra l'assoluta prevalenza del regime di TARI tributo presuntiva binomia in tutte le aree del Paese, ad eccezione del Nord-Est (peraltro ampiamente rappresentato nel *panel*), dove il regime di tariffazione puntuale (in particolare la tariffa corrispettiva) quasi pareggia il regime presuntivo. Viceversa, nel Sud e nelle Isole le esperienze in regime di tariffa corrispettiva (di seguito anche: TCP) sono limitate, mentre nelle Isole pesa l'incidenza nel *panel*, in termini di popolazione, di due capoluoghi sardi in regime di TARI tributo puntuale. Sempre con riferimento alla TARIP, è il Nord-Ovest l'area dove risulta più diffusa, sia in termini assoluti sia in termini percentuali (6%).

Data la corrispondenza funzionale tra misura e commisurazione puntuale della tariffa (con la prima quale condizione necessaria per l'adozione di una tariffazione puntuale), si riscontra una diffusione ancora limitata dell'attività di misura, che appare soprattutto concentrata in determinate aree (Nord-Est *in primis*), con l'emergere evidenze di un divario territoriale tra Regioni del Nord e il resto del Paese riguardo al grado di digitalizzazione e sviluppo dei sistemi di raccolta dei rifiuti. Peraltro, con riferimento all'evoluzione attesa nel biennio 2024-2025, si osserva come il regime di tariffazione puntuale e, soprattutto, quello della tariffa corrispettiva, tenda a crescere proprio nelle aree dove è già più diffuso, enfatizzando ulteriormente le differenze rispetto all'area del Sud e delle Isole³⁸.

FIG. 6.32 Percentuale di popolazione servita in funzione del regime di prelievo: ripartizione per area geografica (2023)



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

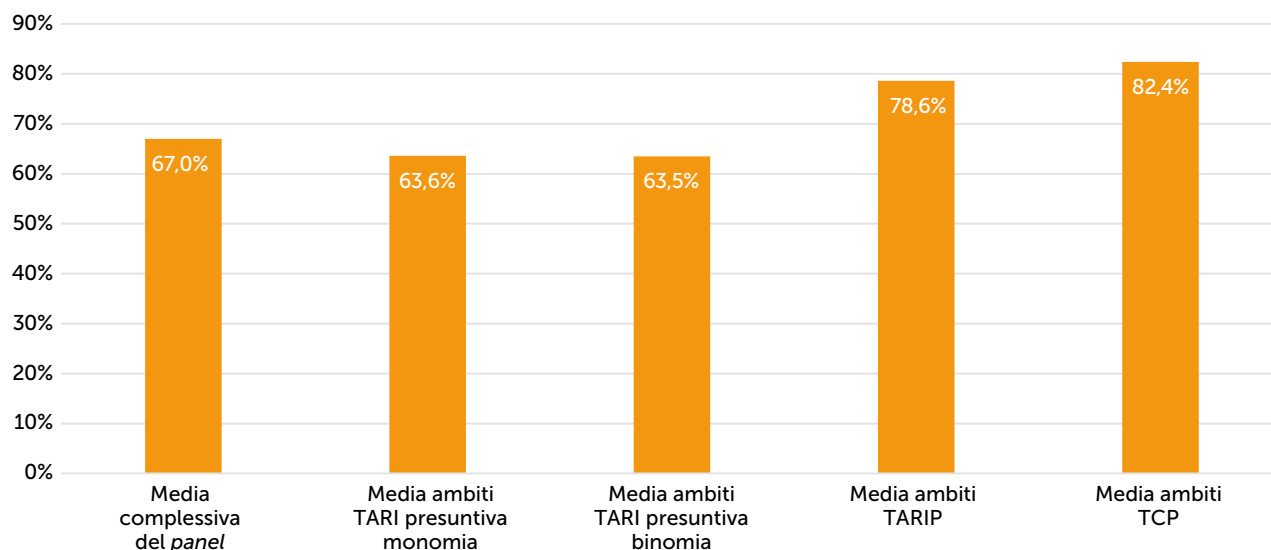
Dal punto di vista delle prestazioni ambientali, in termini di tasso di raccolta differenziata, mentre sembra esservi sostanziale equivalenza tra i due regimi di TARI presuntiva, trova conferma il contributo positivo della tariffazione puntuale, soprattutto quando declinato in tariffa corrispettiva, quale leva efficace ad orientare i cittadini verso comportamenti ambientalmente virtuosi tesi alla "separazione alla fonte dei rifiuti riciclabili e (...) la riduzione dei rifiuti indifferenziati", in coerenza con le indicazioni della direttiva 2018/851/UE³⁹, come mostrato nella figura 6.33.

³⁸ In base alle informazioni acquisite nel corso dell'indagine conoscitiva, più del 50% della popolazione che si aggiungerà tra il 2024 e il 2025 riguarda gestioni localizzate nel Nord-Est (soprattutto in Emilia-Romagna, ma anche in Veneto, sebbene in misura minore), con il Centro (in particolare la Toscana) e il Nord-Ovest (in particolare la provincia di Varese) a seguire, mancando del tutto gestioni del Sud e delle Isole. Con riferimento al regime di TARI tributo puntuale, il relativo passaggio di ulteriori gestioni nel corso del biennio 2024-2025 si registra per quasi il 70% nel Nord-Ovest.

³⁹ La direttiva 2018/851/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2018, che ha modificato la direttiva 2008/98/CE, ha previsto l'implementazione di un modello di economia circolare e, in particolare, ha stabilito, all'art. 1, che gli Stati membri ricorrano "a strumenti economici e ad altre misure per incentivare l'applicazione della gerarchia dei rifiuti" tra i quali anche i regimi di tariffe puntuali (*pay-as-you-throw*), definiti dall'allegato IV-bis come regimi che "gravano sui produttori di rifiuti sulla base dell'effettiva quantità di rifiuti prodotti e forniscono incentivi alla separazione alla fonte dei rifiuti riciclabili e alla riduzione dei rifiuti indifferenziati".

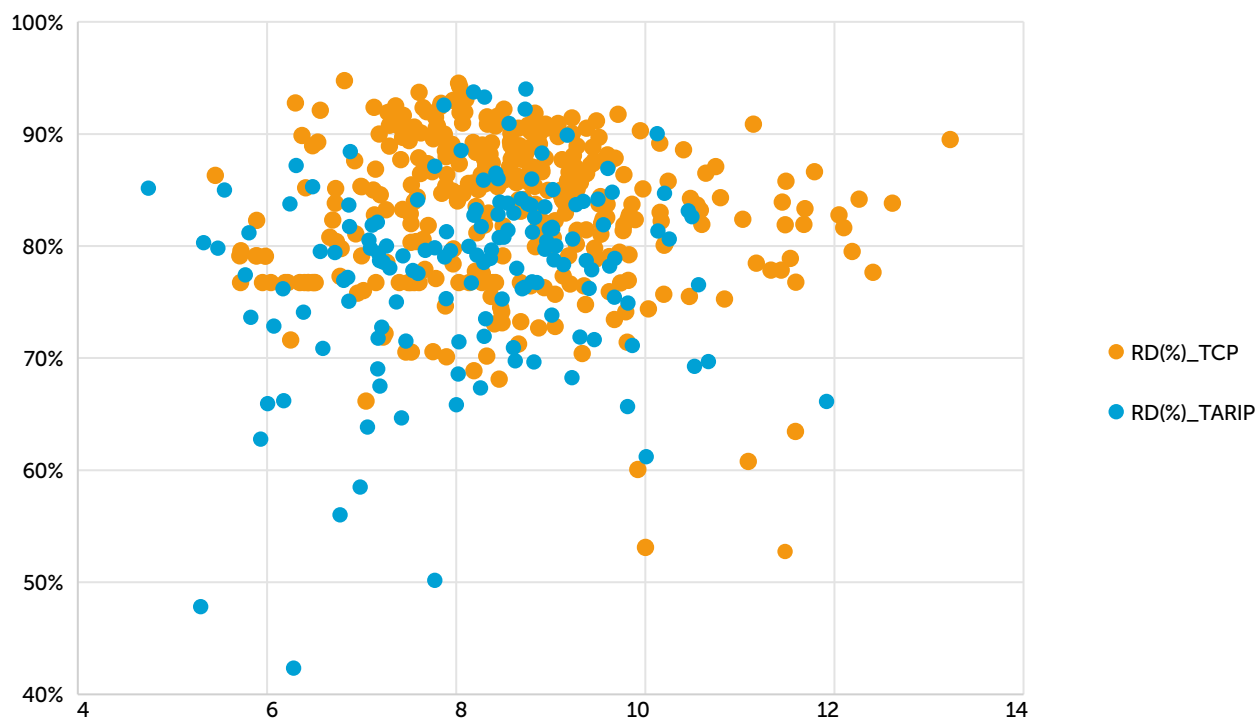
Effettivamente, ulteriori elaborazioni statistiche condotte nell'ambito dell'indagine conoscitiva hanno confermato livelli di *performance* migliori per gli ambiti gestiti in TCP, rispetto agli ambiti in TARIP⁴⁰, come emerge anche dal confronto qualitativo raffigurato nella figura. 6.34.

FIG. 6.33 Tasso di raccolta differenziata per regime di prelievo (2023)



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 6.34 Tasso percentuale di raccolta differenziata in funzione del logaritmo della popolazione degli ambiti tariffari in regime di TCP e TARIP (2023)



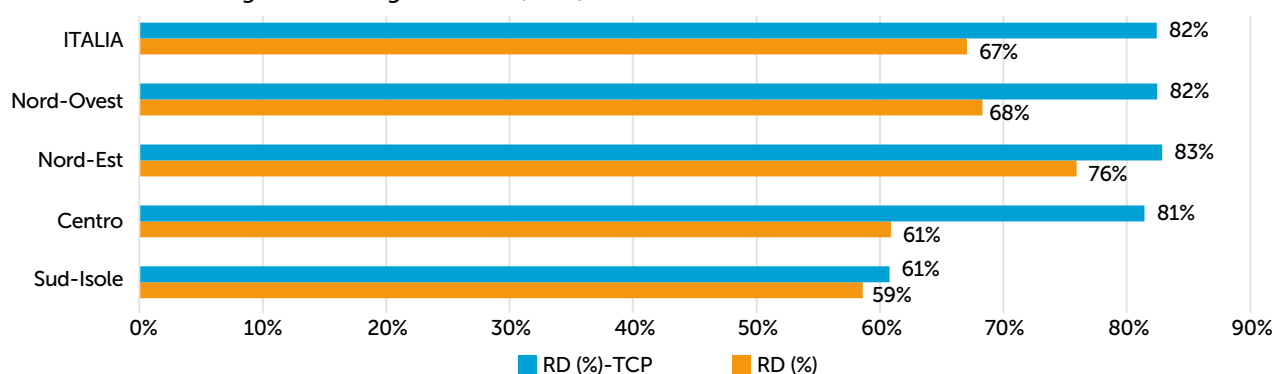
Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

⁴⁰ Nello specifico, sono stati condotti test statistici "Student's t-test" e un'analisi multivariata i cui esiti hanno confermato l'impatto positivo statisticamente positivo della TCP rispetto alla TARIP sul tasso di raccolta differenziata; si rimanda per ulteriori dettagli all'allegato A alla delibera 43/2025/R/rif che ha concluso la citata indagine conoscitiva.

La menzionata direttiva europea 2018/851/UE ha introdotto nuovi e sfidanti obiettivi di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio dei rifiuti urbani al 2025 (55%), 2030 (60%) e 2035 (65%), recepiti, nell'ordinamento nazionale, dal decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116. Secondo le ultime rilevazioni di ISPRA⁴¹, a fronte di un tasso medio nazionale di raccolta differenziata pari al 66,6%, la percentuale di preparazione per il riutilizzo e riciclaggio, calcolata secondo l'approccio metodologico più recente, si è attestata nel 2023 al 50,8%, confermando la persistenza dello scostamento tra la percentuale di raccolta differenziata e i tassi effettivi di riciclaggio (15,8%), suggerendo pertanto, a parità di entità di tale forbice, come la raccolta differenziata dovrà attestarsi, a livello nazionale, su valori superiori all'80%, affinché, dopo le necessarie operazioni di selezione, si possa avviare al riciclaggio il 65% del totale dei RU. Da questa prospettiva, gli ambiti tariffari gestiti in regime di TCP sembrerebbero già aver raggiunto livelli soddisfacenti.

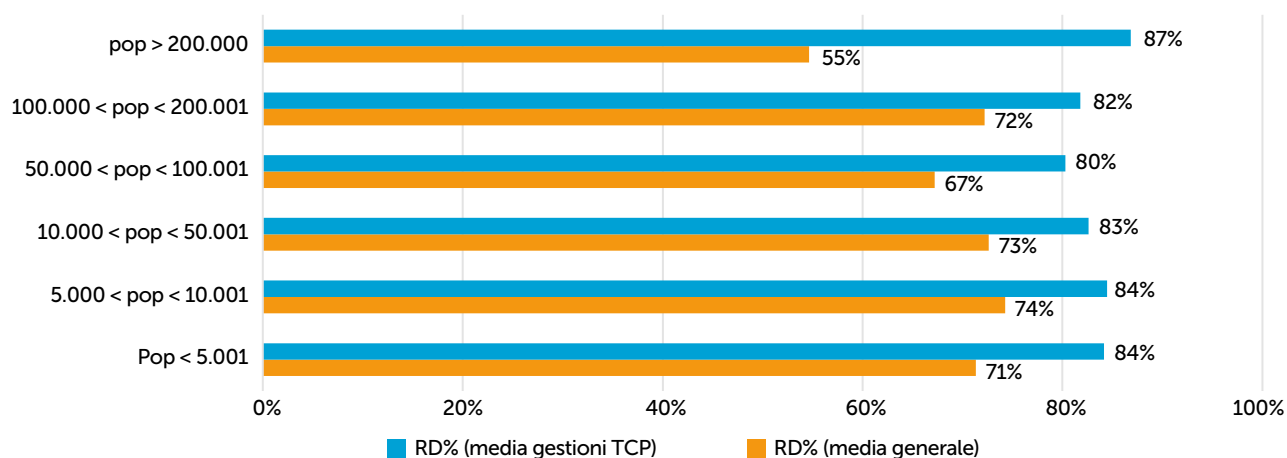
Pertanto, il miglioramento delle prestazioni di raccolta differenziata registrato negli ambiti gestiti in TCP si rivela trasversale tanto alla localizzazione geografica, quanto alla dimensione in termini di popolazione servita (Figg. 6.35 e 6.36).

FIG. 6.35 Tasso percentuale di raccolta differenziata per area geografica: confronto tra tasso medio complessivo e tasso medio degli ambiti in regime di TCP (2023)



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 6.36 Tasso percentuale di raccolta differenziata per dimensione dell'ambito tariffario: confronto tra tasso medio complessivo e tasso medio degli ambiti in regime di TCP (2023)



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

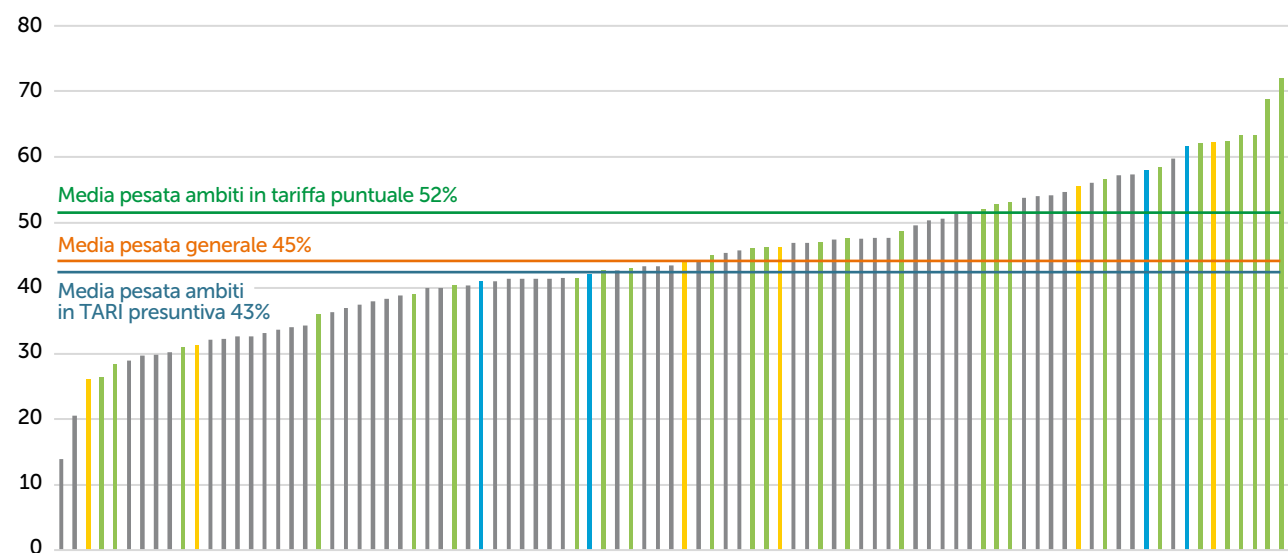
41 ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani - Edizione 2024.

Criteri e scelte di articolazione dei corrispettivi

Con riferimento specifico alle caratteristiche dell'articolazione tariffaria applicata agli utenti, le elaborazioni condotte nell'ambito dell'indagine conoscitiva hanno evidenziato un'elevata variabilità sia nella relativa incidenza della quota fissa e della quota variabile delle entrate tariffarie articolate all'utenza, sia nella ripartizione delle medesime entrate alle due categorie di utenza domestica e non domestica, con utilizzo frequente di criteri, qualora esplicitati, generici o basati su stime e parametri presuntivi, con esiti quindi molto variegati, nonché con potenziali effetti distorsivi nell'allocazione dei costi nell'ambito della struttura dei corrispettivi e tra le diverse categorie di utenza.

In particolare, la figura. 6.37 mostra la porzione percentuale delle entrate tariffarie relative alle componenti di costo fisso, a valle dell'applicazione delle detrazioni di cui al comma 1.4 della determina n. 2/DRIF/2021, per un sotto-insieme costituito da 91 ambiti tariffari (coincidenti con 73 capoluoghi di Provincia e 18 ambiti pluri-comunali) per una popolazione complessivamente servita di circa 16,6 milioni di abitanti. Il colore delle barre verticali identifica il regime tariffario adottato in ciascun ambito: giallo per la TARI tributo presuntiva monomia; blu per la TARI tributo presuntiva binomia; azzurro per la TARIP; verde per la TCP. Nel panel esaminato, la percentuale di entrate tariffarie fisse varia da un minimo del 14% ad un massimo del 72% (in maniera complementare la quota di entrate tariffarie variabili dal 28% all'86%); rispetto alla media pesata per tale insieme (percentuale della parte fissa pari al 45%), la figura mostra una maggiore incidenza della quota fissa (52%) per gli ambiti in regime di tariffazione puntuale (TCP e TARIP), rispetto all'incidenza riscontrata negli ambiti in regime di TARI presuntiva (43%). Confrontando la percentuale di quota fissa a livello territoriale, si evidenzia una maggiore incidenza nelle aree del Nord-Ovest e del Nord-Est (50% e 51%), rispetto al Centro e al Sud e Isole (rispettivamente 40% e 38%), confermando la tendenza riscontrata in termini di peso relativo delle componenti di costo fisso e variabile⁴².

FIG. 6.37 Incidenza percentuale delle entrate tariffarie relative alle componenti di costo fisso (2023)

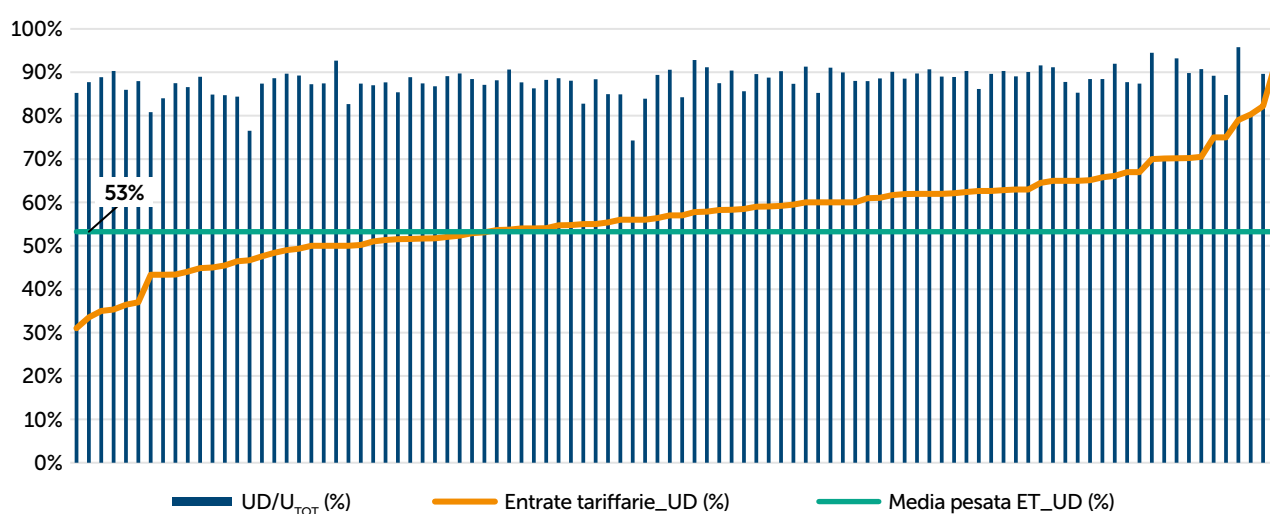


Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

⁴² Dal confronto tra le singole componenti di costo, emerge, infatti, come nelle aree centrali e meridionali, rispetto alle aree settentrionali, i valori medi dei costi relativi alle attività di raccolta, in particolare quella differenziata, e alle attività di avvio a smaltimento e recupero siano maggiori (presumibilmente risentendo anche della disponibilità e delle caratteristiche degli impianti di trattamento dei rifiuti nelle diverse regioni).

La figura 6.38 mostra l'attribuzione percentuale delle entrate tariffarie alle utenze domestiche (linea arancione) per i 98 ambiti tariffari di un sotto-insieme composto da 77 capoluoghi di Provincia e 21 ambiti pluri-comunali, per una popolazione servita complessivamente pari a 17,4 milioni circa, accanto all'incidenza percentuale del numero di utenze domestiche sul totale delle utenze (barre verticali blu). Anche rispetto a tale elemento, si evidenzia una notevole variabilità nei valori della percentuale delle entrate tariffarie attribuite alle utenze domestiche (*range* dal 31% al 92%), all'apparenza non correlati ai corrispondenti valori di incidenza percentuale delle utenze domestiche sul totale delle utenze, che peraltro presentano un intervallo di variazione molto più contenuto (delta tra minimo e massimo pari a 25%). In media, nel *panel* considerato, il 53% delle entrate tariffarie sono attribuite alle utenze domestiche, a fronte di un'incidenza delle utenze domestiche sul totale pari all'87%.

FIG. 6.38 *Ripartizione percentuale delle entrate tariffarie attribuite alle utenze domestiche e incidenza percentuale delle utenze domestiche sul totale delle utenze (2023)*



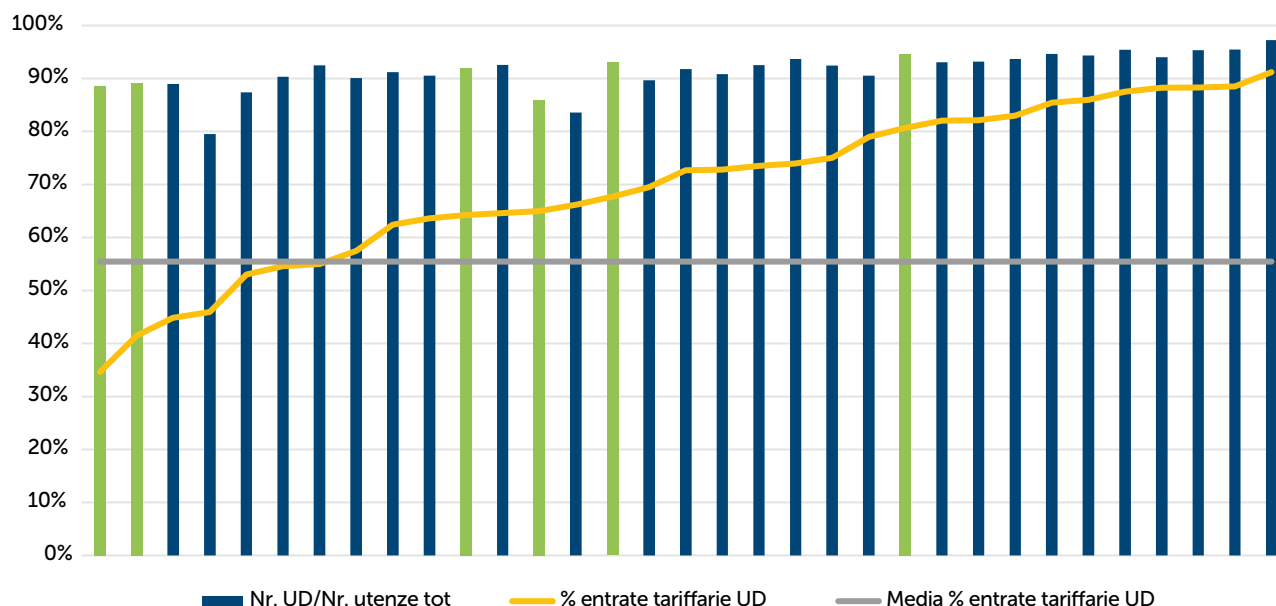
Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

Peraltro, l'ampia variabilità riscontrata a livello nazionale trova analogia corrispondenza a livello locale anche tra Comuni contigui appartenenti al medesimo bacino affidato ad un unico soggetto gestore del servizio. Nello specifico, è stata condotta un'analisi su un sotto-insieme ristretto costituito da 33 ambiti tariffari comunali appartenenti al medesimo bacino affidato tramite gara, indetta e aggiudicata dal corrispondente EGATO, ad un unico soggetto gestore del servizio integrato di gestione dei RU, ad esclusione dell'attività di GTRU ancora in capo prevalentemente ai singoli Comuni (in 27 ambiti tariffari, mentre nei 6 rimanenti, essendo in vigore il regime di TCP, anche l'attività di "gestione tariffe e rapporto con gli utenti" è gestita dal medesimo soggetto affidatario)⁴³.

Effettivamente, la figura 6.39 replica su scala locale l'ampia variabilità dei valori percentuali delle entrate tariffarie attribuite alle utenze domestiche individuate a livello di singolo Comune (linea arancione) congiuntamente ai valori di incidenza della medesima categoria di utenza rispetto al totale delle utenze di ciascun ambito tariffario (barre verticali blu, in verde gli ambiti in regime di TCP).

⁴³ Rispetto al bacino di affidamento complessivo, costituito da 46 ambiti tariffari comunali, il sotto-insieme rappresenta l'88,5% della popolazione residente nell'intero bacino e il 72% dei Comuni ad esso appartenenti.

FIG. 6.39 *Ripartizione percentuale delle entrate tariffarie attribuite alle utenze domestiche e incidenza percentuale delle utenze domestiche sul totale delle utenze (scala di bacino, 2023)*



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

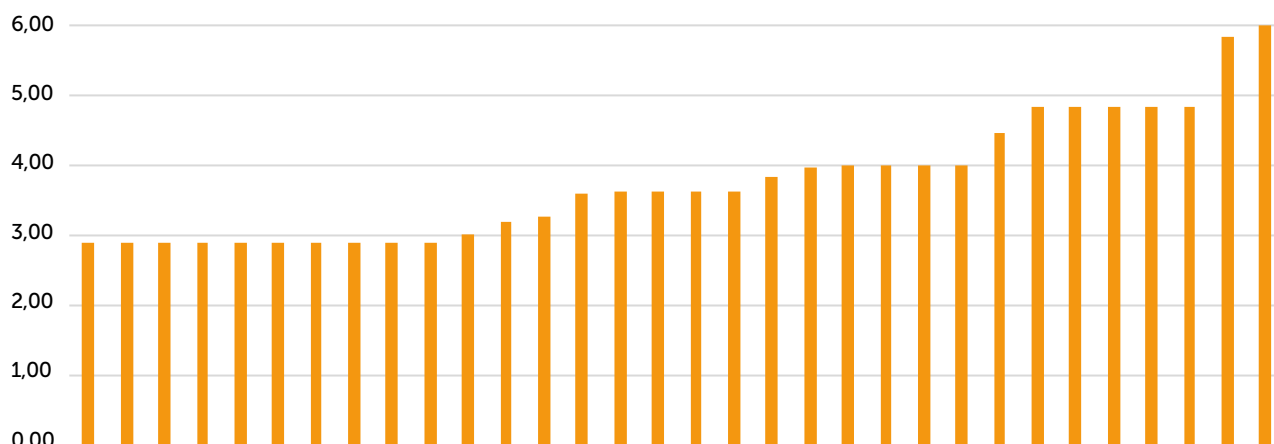
Anche all'interno della medesima categoria di utenza, le scelte adottate dai Comuni tendono a differenziare ulteriormente l'articolazione della spesa alle singole sottocategorie. La figura 6.40 mostra a titolo esemplificativo il diverso grado di progressività della parte variabile della TARI per le utenze domestiche in base al numero dei componenti il nucleo familiare, determinato, per 32 degli ambiti tariffari dell'insieme, sulla base dei valori dei coefficienti K_b ⁴⁴ individuati dai singoli Comuni all'interno degli intervalli di cui all'allegato 1 del DPR n. 158/1999. Si tenga conto che la parte variabile delle entrate tariffarie nel *panel* oggetto di indagine è pari al 65%, incidendo pertanto in misura significativa nella commisurazione della tariffa all'utenza finale. In particolare, la figura 6.40 mostra il rapporto tra i coefficienti K_b per un'utenza composta da cinque componenti il nucleo familiare e i coefficienti K_b per un'utenza composta da un solo componente. Pur non essendosi avvalsi della deroga consentita ai comuni dal comma 652 della legge n. 147/2013⁴⁵ nella valorizzazione di tali coefficienti, la progressività della parte variabile della tariffa oscilla, tra i comuni analizzati, da un minimo di 2,9 a un massimo di 6, valore che ipotizza un incremento presuntivo della produzione di rifiuti più che proporzionale rispetto al numero di componenti.

Peraltro, e più in generale, la variabilità nei criteri di articolazione adottati dai singoli comuni, sia con riferimento alla ripartizione delle entrate tariffarie tra le due macrocategorie di utenza sia all'interno delle medesime macrocategorie, tende a sovrapporsi ad una non trascurabile eterogeneità nei costi unitari del servizio ricavabili dai singoli PEF di ogni ambito tariffario comunale (si veda a titolo di confronto la figura 6.24 della sezione "Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio").

⁴⁴ Si tratta dei coefficienti di adattamento K_b per l'attribuzione della parte variabile della tariffa alle utenze domestiche per le diverse aree geografiche, i cui valori sono riportati nella tabella 2, di cui all'articolo 4 dell'allegato 1 del DPR n. 158/1999.

⁴⁵ Secondo quanto stabilito dall'art. 1, comma 652, della citata legge n. 147/2013 (così come modificato dal decreto legge 6 marzo 2014, n. 16), il Comune può prevedere, fino a diversa regolamentazione dell'Autorità, l'adozione dei coefficienti di cui alle tabelle 2, 3a, 3b, 4a e 4b del citato allegato 1 inferiori ai minimi o superiori ai massimi ivi indicati del 50 per cento, e può altresì non considerare i coefficienti di cui alle tabelle 1a e 1b del medesimo allegato, potendo quindi esercitare maggiore flessibilità nella relativa scelta.

FIG. 6.40 Rapporto tra i coefficienti K_b per 5 componenti e K_b per 1 componente del nucleo familiare di un'utenza domestica (scala di bacino, 2023)



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

In merito all'eterogeneità riscontrata nei criteri di articolazione dei corrispettivi, occorre tuttavia evidenziare come la tariffa corrispettiva possa in realtà rappresentare lo strumento per un'azione di governo su area vasta, come evidenziato dalla presenza di diverse e significative esperienze territoriali in cui l'adozione della tariffa corrispettiva si è accompagnata ad un percorso di graduale superamento dell'originaria frammentazione, mediante l'applicazione di un'articolazione omogenea e coerente su ambiti di estensione pluri-comunale (di cui alcuni coincidenti con l'intero bacino di affidamento)⁴⁶, con potenziali benefici in termini di maggiore standardizzazione ed efficienza del servizio, potendo sfruttare appieno economie di scala e di scopo.

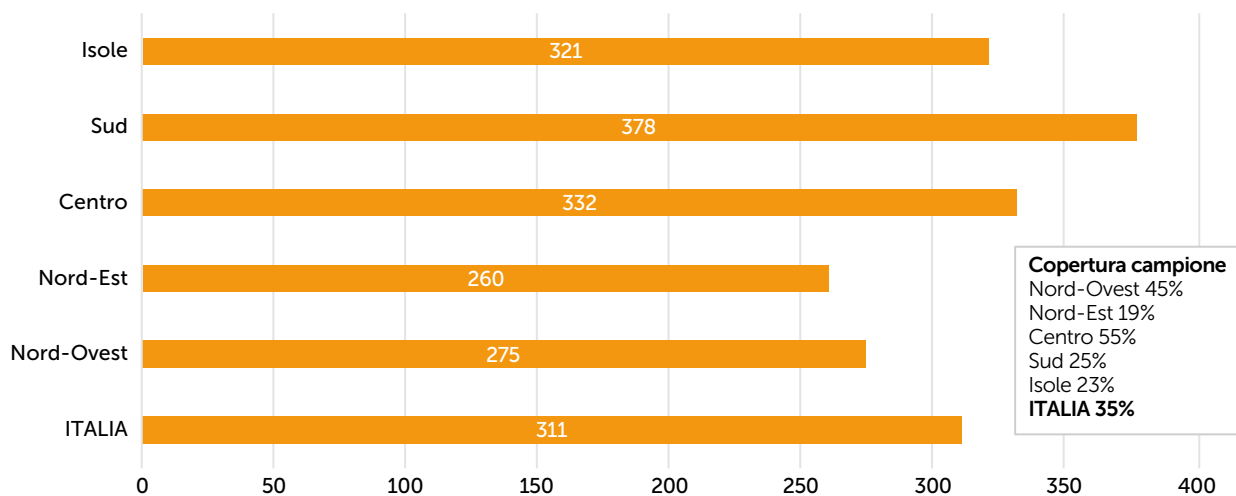
Al contrario, la TARIP, in quanto tributo locale ancorché puntuale, riflette un modello tariffario cui è associata una molteplicità di tariffe comunali anche all'interno di un medesimo bacino di affidamento gestionale pluri-comunale, conseguentemente trattando e orientando gli utenti in maniera differenziata a seconda degli incentivi impliciti alla specifica articolazione tariffaria adottata dal Comune nell'ambito della discrezionalità allo stesso riconosciuta.

Spesa tipo per l'utenza domestica

L'analisi condotta su un sotto-insieme relativo a 1.535 ambiti tariffari (con una popolazione servita di quasi 21 milioni di abitanti residenti), in regime di TARI tributo presuntiva binomia, ha consentito di stimare la spesa media annua TARI per l'utenza domestica tipo (composta da tre componenti il nucleo familiare in un'abitazione di superficie 100 mq) pari a 311 euro a livello nazionale⁴⁷, evidenziando tuttavia, nuovamente, significative differenze tra le varie aree geografiche (Fig. 6.41). In particolare, il divario esistente tra la spesa minima (riscontrata nel Nord-Est) e la spesa massima (nel Sud) è pari al 38% della spesa media a livello nazionale.

⁴⁶ Nell'ambito dell'indagine conoscitiva sono stati censiti 18 ambiti pluri-comunali, nei quali si applica un'articolazione tariffaria uniforme, estesi su più di 500 comuni con una popolazione servita di circa 2,2 milioni.

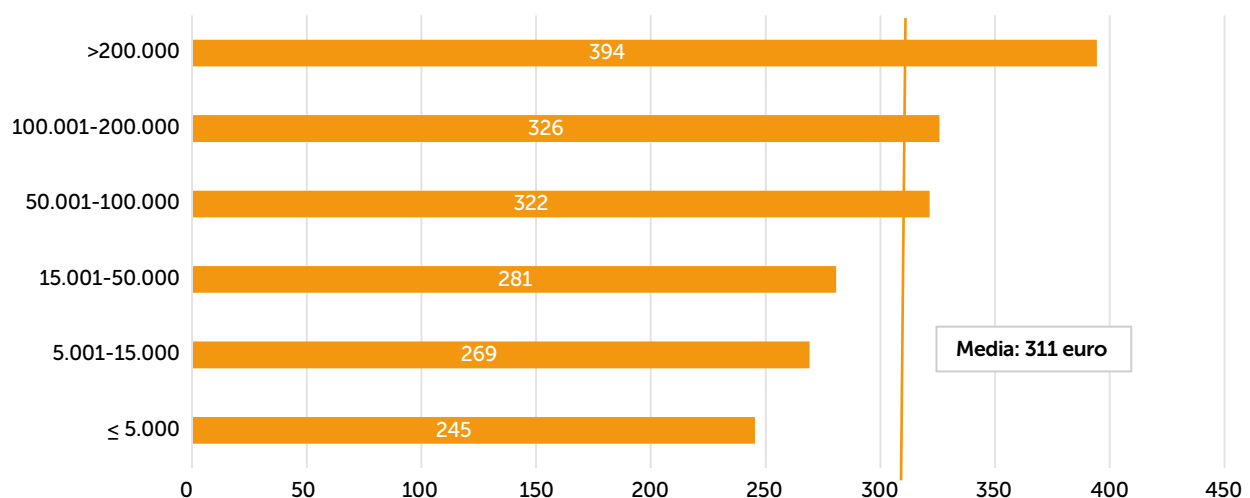
⁴⁷ Tale valore di spesa non tiene conto del tributo provinciale (TEFA), valorizzato nella misura massima del 5%, corrisposto alla provincia (o città metropolitana) per i servizi che svolge per la protezione, tutela e igiene ambientale, che si applica sulla TARI.

FIG. 6.41 Spesa media annua TARI 2023 per un'utenza domestica tipo

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

Tale differenziazione geografica nella spesa in larga misura è in linea con l'andamento pressoché analogo riscontrato osservando le entrate tariffarie medie unitarie, ovvero espresse per tonnellata di rifiuti urbani prodotti, così come validate e trasmesse all'Autorità dagli Enti territorialmente competenti, con valori inferiori registrati nel Nord-Ovest e nel Nord-Est e le restanti aree caratterizzate da costi unitari superiori al valore medio, pur riferendosi ad un *panel* diverso⁴⁸.

Rispetto alla dimensione degli ambiti tariffari, la spesa maggiore si registra nelle città più grandi (394 euro/anno), presumibilmente correlata a una maggiore complessità di gestione del servizio legata alla presenza di fattori come il pendolarismo, il turismo, la maggiore concentrazione di attività commerciali, riducendosi progressivamente fino al livello di spesa minima riscontrata nei Comuni più piccoli (245 euro/anno), come illustrato nella figura 6.42.

FIG. 6.42 Spesa media annua TARI 2023 per fascia di popolazione degli ambiti tariffari

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

⁴⁸ Per maggiori approfondimenti, si rimanda al paragrafo "Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio" del presente Capitolo.

Per il 2022, la spesa annua dell'utenza domestica "tipo" è risultata a livello nazionale pari in media a 303 euro e rispetto a tale annualità la variazione registrata nel 2023 si attesta al 2,7%⁴⁹.

Infine, con riferimento alla composizione media delle utenze, il *panel* in esame vede una prevalenza delle utenze domestiche (88,2%), con il 97% della popolazione servita in cui l'incidenza delle utenze domestiche è superiore al 75%. Rispetto alla macrocategoria delle utenze domestiche, le utenze domestiche residenti rappresentano in media l'82%⁵⁰.

Rapportando il numero delle utenze domestiche al numero di abitanti residenti si ottiene una composizione media di 1,85 abitanti per utenza domestica, che cresce a 2,2 rapportando gli abitanti alle sole utenze domestiche residenti⁵¹.

Qualità contrattuale e tecnica

Dal 2023 l'Autorità ha introdotto con il TQRIF⁵² un primo set di obblighi di servizio minimi validi per tutte le gestioni (riguardante i principali profili di qualità contrattuale e tecnica), unitamente alla previsione di standard generali di qualità, differenziati per quattro schemi regolatori – secondo un approccio di gradualità – individuati dall'Ente territorialmente competente, in relazione al livello qualitativo di partenza garantito agli utenti nelle diverse gestioni⁵³.

Al fine di monitorare l'effettiva *performance* conseguita dal gestore e verificarne la *compliance* regolatoria, il TQRIF prevede che il gestore entro il 31 marzo di ogni anno⁵⁴ comunichi all'Autorità e all'Ente territorialmente competente, oltre al numero totale di utenze al 31 dicembre dell'anno precedente, suddivise per tipologia (domestica e non domestica), anche le informazioni e i dati registrati inerenti alle prestazioni soggette ai livelli generali di qualità. Per le gestioni ricomprese nello Schema I – livello qualitativo "minimo" – sebbene non si prevedano livelli generali di qualità, il TQRIF introduce un set di obblighi di servizio minimi, tra i quali, l'adozione della Carta unica della qualità del servizio di gestione dei rifiuti, la procedura per la gestione dei reclami, delle richieste di informazioni e di rettifica degli importi addebitati, l'attivazione dei punti contatto con l'utente (numero verde gratuito), il ritiro dei rifiuti ingombranti a domicilio, la segnalazione di disservizi, il pronto intervento. I gestori che operano in ambiti tariffari posizionati in Schema I sono tenuti ad attestare il rispetto dei relativi obblighi all'Autorità e al pertinente Ente territorialmente competente secondo le modalità previste dal TQRIF⁵⁵.

49 Occorre tuttavia precisare che l'elaborazione 2022 è stata condotta su un sotto-insieme del *panel* utilizzato per la stima della spesa dell'utenza domestica "tipo" 2023; in particolare, il sotto-insieme 2022 comprende 1.380 dei 1.535 ambiti tariffari del *panel* 2023, per una popolazione servita di poco più di 18 milioni di abitanti residenti.

50 Elaborazione condotta su un *panel* di 3.909 ambiti tariffari per una popolazione servita pari a poco più di 39 milioni.

51 Il dato è riferito ad un sotto-insieme di 38,7 milioni di abitanti non essendo sempre stato effettivamente trasmesso dai gestori il numero delle utenze domestiche residenti.

52 Delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif (di seguito: delibera 15/2022/R/rif), e il relativo allegato A (di seguito: TQRIF) recante il Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani.

53 Gli obblighi previsti dal TQRIF riguardano le attività di raccolta e trasporto, spazzamento e lavaggio delle strade e gestione tariffe e rapporto con gli utenti.

54 Cfr. articolo 58 del TQRIF. La scadenza del termine del 31 marzo decorre dal 2024, tenuto conto che l'entrata in vigore del TQRIF è stata fissata al 1° gennaio 2023.

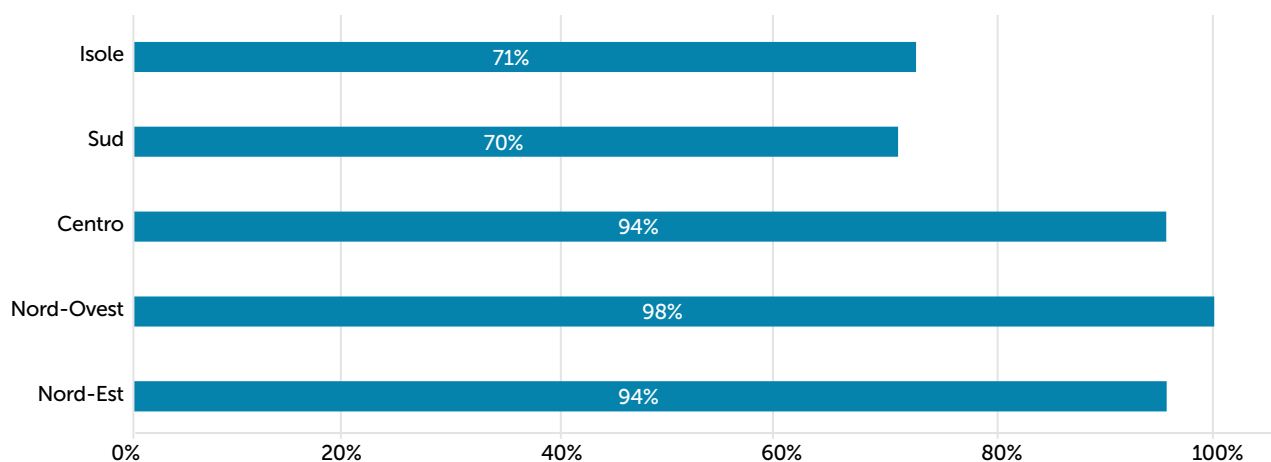
55 *Ibidem*.

La raccolta dati e informazioni prevista dal TQRIF (di seguito: raccolta dati) è rivolta ai gestori che al 31 dicembre dell'anno precedente alla raccolta svolgevano almeno una tra le attività di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani, spazzamento e lavaggio delle strade e gestione tariffe e rapporto con gli utenti, come dichiarate in Anagrafe operatori. Ogni gestore è tenuto all'invio dei dati e delle informazioni richiesti per ciascuna delle attività svolte nell'ambito tariffario, come validate in Anagrafica territoriale rifiuti (ATRIF)⁵⁶.

Con riferimento all'anno civile 2024, pur non sempre comprensiva di tutte le attività sottoposte a monitoraggio della qualità, il *panel* della raccolta dati presenta informazioni relative ad oltre 6.000 ambiti tariffari, che corrispondono all'87% della popolazione nazionale⁵⁷.

Rispetto alla distribuzione della popolazione per area geografica, i risultati non subiscono variazioni tra le due edizioni della raccolta dati; in particolare nell'anno civile 2024 la raccolta ricomprende tra il 94% e il 98% della popolazione residente nel Nord e nel Centro del Paese, mentre per il Sud e le Isole il livello di copertura si attesta intorno al 70% (Fig. 6.43).

FIG. 6.43 Livello di copertura della popolazione del panel per macroarea geografica



Fonte: ARERA, Raccolta dati qualità contrattuale e tecnica settore rifiuti.

Rispetto allo Schema regolatorio individuato dall'Ente territorialmente competente – unico per l'intera gestione – si conferma anche per il 2024 la prevalente diffusione dello Schema I (oltre il 90% degli ambiti tariffari del *panel*, corrispondenti a circa il 72,5% della popolazione nazionale, pari a 42,8 milioni di abitanti). Come si evince dalla figura 6.45, il 14% della popolazione (oltre 500 ambiti tariffari) è servita in territori i cui gli Enti territorialmente competenti hanno optato per Schemi regolatori intermedi e avanzati⁵⁸, per i quali, in aggiunta agli obblighi minimi di servizio sono associati anche standard generali di qualità.

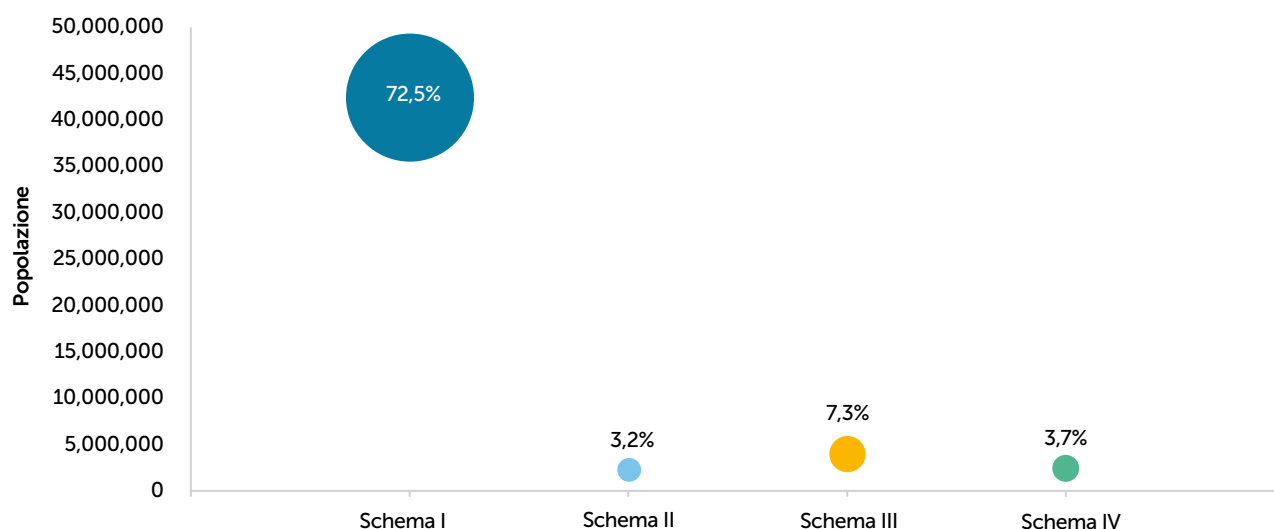
⁵⁶ L'ATRIF, di cui alla delibera 263/2023/E/rif, contiene informazioni, costantemente aggiornate, in merito ai gestori delle attività di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani, spazzamento e lavaggio delle strade e gestione tariffe e rapporto con gli utenti, nonché degli Enti territorialmente competenti (ETC), inclusi gli Enti di governo dell'ambito territoriale ottimale (EGATO) che operano in ciascun Comune. Ciascuna informazione relativa all'attività svolta da un gestore in un determinato Comune per ritenersi approvata deve essere validata dall'ETC (se inserita dal gestore), ovvero confermata dal gestore (se inserita dall'ETC). L'accesso alla raccolta dati è vincolato all'approvazione della relativa associazione gestore, attività e ambito tariffario in ATRIF. Ai fini dell'accesso al portale della raccolta TQRIF, pertanto, i gestori sono preventivamente tenuti ad ottemperare agli obblighi di comunicazione relativi all'ATRIF.

⁵⁷ Si tratta degli ambiti tariffari i cui gestori hanno ottemperato agli obblighi di comunicazione del TQRIF almeno per una delle attività tra raccolta e trasporto, spazzamento e lavaggio strade, gestione tariffe e rapporto con gli utenti.

⁵⁸ Sono stati esclusi dal calcolo gli ambiti tariffari cui è stato erroneamente attribuito un diverso schema regolatorio tra i gestori (circa 50 ambiti tariffari, corrispondenti a circa lo 0,6% della popolazione del *panel*).

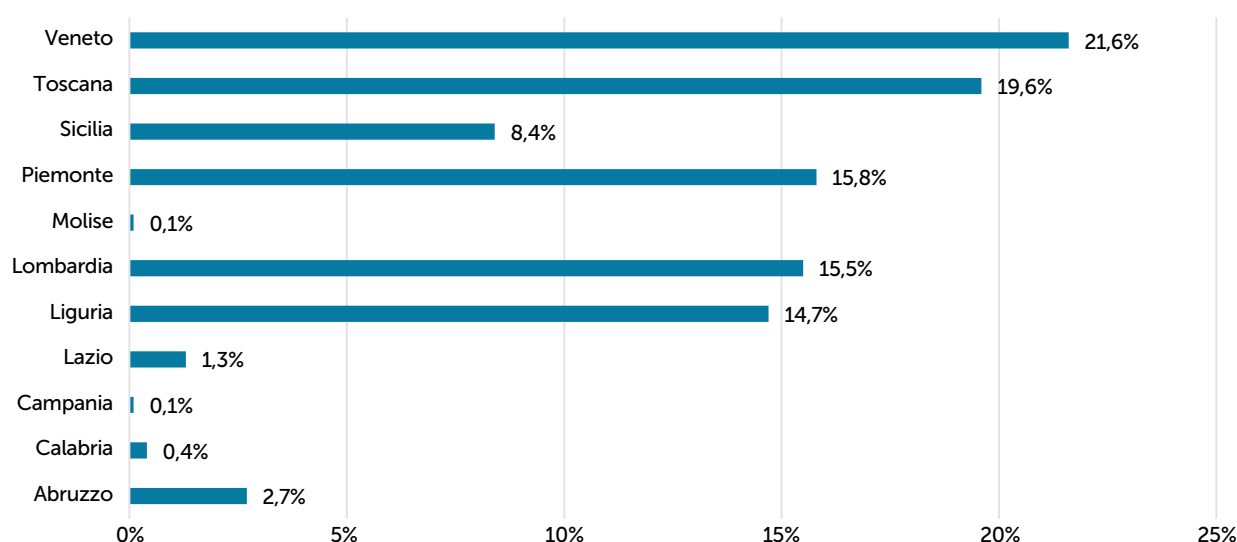
Per quanto riguarda gli ambiti tariffari in Schema IV – “livello avanzato” – cui corrisponde il 3,7% della popolazione del *panel* (circa 2,1 milioni di abitanti) si rileva che quasi il 61% è localizzata in Toscana, segue il Veneto con circa il 14%. Con riferimento, invece, agli Schemi II e III (livelli qualitativi intermedi, con oltre il 10% della popolazione del *panel*), si rileva una maggiore concentrazione nel Nord-Italia (67,5%) e nel Centro (19,6%). Non residuale è la diffusione dello Schema II in Sicilia cui corrisponde l'8,4% della popolazione compresa nei suddetti Schemi regolatori (Fig. 6.44).

FIG. 6.44 Incidenza degli Schemi regolatori del panel rispetto alla popolazione nazionale



Fonte: ARERA, Raccolta dati qualità contrattuale e tecnica settore rifiuti, anno 2024.

FIG. 6.45 Distribuzione degli Schemi II e III per regione



Fonte: ARERA, Raccolta dati qualità contrattuale e tecnica settore rifiuti, anno 2024.

Nei paragrafi a seguire viene fornita un'illustrazione in forma aggregata delle informazioni relative agli obblighi e agli standard di qualità comunicati dai gestori relativamente alle annualità 2023 e 2024.

Adempimento agli obblighi di servizio per le gestioni in Schema I

Come ricordato, per le gestioni ricomprese nello Schema I – livello qualitativo “minimo” – il TQRIF ha previsto un set di obblighi in materia di qualità contrattuale e tecnica, volti ad assicurare a tutte le utenze diffuse sul territorio nazionale un livello minimo di servizio sugli aspetti qualificanti del servizio di gestione delle tariffe e rapporto con gli utenti, nonché delle attività di raccolta e trasporto e di spazzamento e lavaggio delle strade.

Ai fini dell'analisi sul rispetto degli obblighi di servizio per le gestioni in Schema I, il *panel* comprende circa 41,5 milioni di abitanti⁵⁹, distribuiti come segue in termini di macroaree: il 29,4% nel Nord-Ovest, il 21,6% nel Nord-Est, seguiti dal Sud e dal Centro con rispettivamente il 21,2% e il 18,7% e, infine, il 9% nelle Isole.

Le risposte analizzate nel *panel* sono principalmente riferite a gestori che erogano congiuntamente l'attività di raccolta e trasporto e di spazzamento e lavaggio strade (35,2%), o solamente quella di gestione delle tariffe e del rapporto con gli utenti (30,9%); solo nell'8,6% dei casi esaminati le tre attività sono gestite dal medesimo soggetto.

Con riferimento ai dati comunicati per l'anno 2024, si osserva un ampio rispetto degli obblighi minimi da parte dei rispondenti con riferimento agli ambiti gestiti, con percentuali superiori al 90% e, in alcuni casi, prossimi ad un livello del 100% di ottemperanza: tra questi ultimi, per l'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti si segnala il quasi completo adeguamento alle disposizioni introdotte dal TQRIF per le procedure di attivazione, variazione e cessazione del servizio, per la gestione dei reclami e delle richieste degli utenti, per le modalità e periodicità di pagamento, rateizzazione e rettifica degli importi non dovuti. Anche per i gestori delle attività di raccolta e trasporto, spazzamento e lavaggio strade si evidenzia un ampio rispetto degli obblighi minimi assegnati, con livelli di *compliance* superiori al 95% per i servizi di ritiro dei rifiuti ingombranti su chiamata, la gestione di disservizi e delle richieste di riparazione, la mappatura delle aree di raccolta stradale e di prossimità e la programmazione delle attività di raccolta e trasporto, spazzamento e lavaggio strade.

Con riferimento all'anno precedente, il rispetto degli obblighi da parte dei soggetti interessati negli ambiti gestiti risulta sensibilmente aumentato, a dimostrazione del fatto che in molti contesti nel corso del 2023 erano in via di finalizzazione le attività necessarie all'implementazione dei processi e dei servizi richiesti dalla regolazione. In particolare, nel 2024 aumentano di 9 punti percentuali i gestori ottemperanti all'obbligo di attivazione della procedura per la gestione dei reclami, delle richieste scritte di informazioni e di rettifica degli importi addebitati, e di ben 14 punti percentuali quelle che hanno attivato un numero verde totalmente gratuito cui gli utenti possono rivolgersi per richiedere informazioni, segnalare disservizi, o prenotare servizi quali il ritiro su chiamata o la riparazione delle attrezzature per la raccolta domiciliare.

Si rileva invece una leggera controtendenza per il livello di *compliance* dell'obbligo di pubblicazione della Carta di qualità del servizio di cui all'articolo 5 del TQRIF, che passa dal 93% del 2023 all'89% del 2024. Tale dato può

⁵⁹ Dal *panel* sono state escluse le dichiarazioni sul rispetto degli obblighi di servizio non correttamente compilate, equivalenti a circa 1,3 milioni di abitanti.

essere tuttavia spiegato dal fatto che la raccolta sui dati dell'ultima annualità ha chiesto di specificare in maniera esplicita non solo l'obbligo di predisposizione e invio della Carta di qualità del servizio di propria responsabilità, per la quale risultano adempienti il 97% delle gestioni, ma l'avvenuta pubblicazione della Carta integrata approvata dall'ETC⁶⁰: difatti, tra i rispondenti che hanno dichiarato che l'obbligo di pubblicazione della Carta non è stato ottemperato, quasi il 60% ha specificato che ciò è dovuto a situazioni di inerzia dell'ETC o di un più generale allungamento delle tempistiche.

Si riportano di seguito i dati relativi ai livelli di ottemperanza dei singoli rispondenti agli obblighi minimi assegnati alle gestioni in Schema I con riferimento agli anni 2023 e 2024.

FIG. 6.46 *Rispetto degli obblighi minimi per i rispondenti compresi nel panel in Schema I per gli anni 2023 e 2024*



Fonte: ARERA, Raccolta dati qualità contrattuale e tecnica settore rifiuti, anno 2023 e 2024.

Il diffuso rispetto degli obblighi minimi per gli Schemi I è confermato anche guardando alla popolazione servita negli ambiti esaminati⁶¹, con percentuali sostanzialmente in linea con quelle rilevate per le gestioni: in particolare, l'avvenuta pubblicazione della Carta della qualità del servizio ha una copertura superiore al 94% degli abitanti del *panel*.

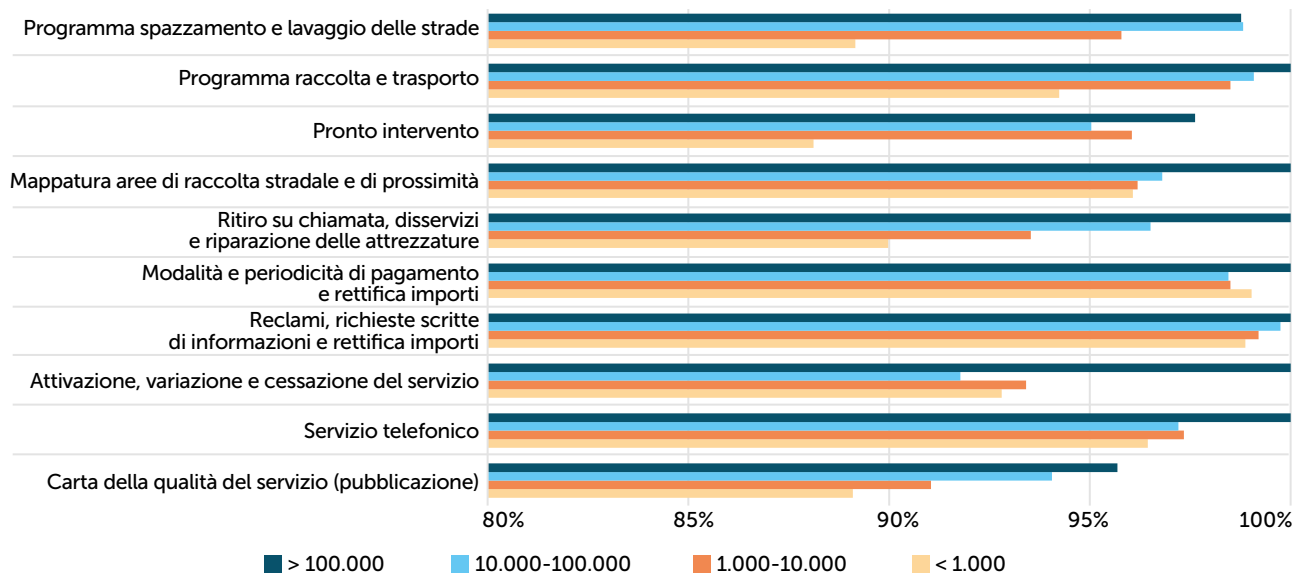
Come riportato nella figura 6.47, l'analisi del *panel* per classi dimensionali evidenzia migliori livelli di *compliance* negli ambiti di maggiori dimensioni in termini di abitanti: in particolare, la popolazione in ambiti superiori ai centomila abitanti, risulta totalmente coperta dagli obblighi di qualità contrattuale in capo al gestore delle tariffe e rapporti con gli utenti. Il fattore dimensionale degli ambiti è inoltre determinante per le *performance* nelle attività assegnate al gestore della raccolta per la qualità contrattuale e tecnica (ritiro su chiamata, gestione dei disservizi e riparazione delle attrezzature per la raccolta domiciliare, predisposizione del programma delle attività, nonché

⁶⁰ L'articolo 5, comma 1 del TQRIF prevede che l'Ente territorialmente competente approvi per ogni singola gestione un'unica Carta della qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, integrando, in caso di pluralità di gestori dei singoli servizi, in un unico testo coordinato i contenuti delle Carte di qualità predisposte dai singoli gestori ciascuno per i servizi di rispettiva competenza.

⁶¹ Rispetto ai precedenti dati, quelli illustrati di seguito fanno riferimento all'ottemperanza a livello di ambito tariffario, andando a individuare le gestioni nelle quali il rispetto del singolo obbligo è stato garantito dal gestore ivi operante responsabile dello stesso (o da almeno uno dei gestori, in caso di deroga).

la messa a disposizione di almeno un numero verde e del pronto intervento), anche in questo caso con livelli di ottemperanza spesso pari al 100% negli ambiti più popolosi e nei centri urbani più grandi.

FIG. 6.47 *Rispetto degli obblighi minimi per gli ambiti tariffari, suddivisi per popolazione residente, compresi nel panel in Schema I per il 2024*



Fonte: ARERA, Raccolta dati qualità contrattuale e tecnica settore rifiuti, anno 2024.

Livelli effettivi di qualità contrattuale e tecnica nel settore dei rifiuti urbani

Livelli associati agli standard di qualità contrattuale

Gli indicatori di qualità contrattuale introdotti dal TQRIF – cui sono associati standard generali differenziati in relazione allo schema regolatorio – attengono ai profili di prestazione delle attività in capo al gestore tariffe e rapporto con gli utenti, e ad una serie di servizi in capo al gestore raccolta e trasporto e spazzamento e lavaggio delle strade e, in particolare, riguardano:

- per le attività tipicamente in capo al gestore tariffe e rapporto con gli utenti operante negli Schemi II, III e IV:
 - il *Tempo di risposta alle richieste di attivazione del servizio* che stabilisce come tali richieste debbano essere evase entro 30 giorni lavorativi⁶²;
 - il *Tempo di risposta alle richieste di variazione e di cessazione del servizio* che stabilisce come tali richieste debbano essere riscontrate entro 90 giorni lavorativi dall'avvenuta comunicazione da parte dell'utente⁶³;
 - il *Tempo di risposta motivata a reclami scritti* che stabilisce come tali richieste debbano essere evase entro 30 giorni lavorativi⁶⁴;

62 Cfr. articolo 8 del TQRIF.

63 Cfr. articolo 10 del TQRIF.

64 Cfr. articolo 14 del TQRIF.

- il *Tempo di risposta motivata a richieste scritte di informazioni* che stabilisce come tali richieste debbano essere evase entro 30 giorni lavorativi⁶⁵;
- il *Tempo di risposta motivata alle richieste scritte di rettifica degli importi addebitati* che stabilisce come tali richieste debbano essere evase entro 60 giorni lavorativi⁶⁶;
- il *Tempo medio di attesa per il servizio telefonico* che stabilisce l'obbligo di registrare il tempo medio di attesa tra l'inizio della risposta e l'inizio della conversazione con l'operatore oltre che, per le sole gestioni nello Schema IV, di contenere tali tempistiche entro i 4 minuti⁶⁷;
- il *Tempo di rettifica degli importi non dovuti* che stabilisce come tali richieste debbano essere evase entro 60 giorni lavorativi⁶⁸;
- il *Tempo per l'inoltro al gestore della raccolta e trasporto e/o spazzamento e lavaggio delle strade del reclamo, ovvero delle richieste, ricevute dall'utente* che stabilisce come una efficiente trasmissione delle richieste ricevute dagli utenti ai gestori dei servizi di raccolta e trasporto e/o di lavaggio strade debba avvenire entro 5 giorni lavorativi⁶⁹;
- il *Tempo per l'inoltro all'utente della risposta ricevuta dal gestore della raccolta e trasporto e/o spazzamento e lavaggio delle strade* che stabilisce come un efficiente inoltro delle risposte ricevute dai gestori dei servizi di raccolta e trasporto e/o di lavaggio strade agli utenti debba avvenire entro 5 giorni lavorativi⁷⁰;
- per le attività tipicamente in capo al gestore dei servizi di raccolta e trasporto e/o di lavaggio strade operante negli Schemi III e IV:
 - il *Tempo di consegna delle attrezzature per la raccolta* che stabilisce come tali richieste debbano essere evase entro 5 giorni lavorativi, o, alternativamente, entro 10 giorni lavorativi se la prestazione richiede un sopralluogo preventivo⁷¹;
 - il *Tempo di ritiro dei rifiuti su chiamata* che stabilisce come tali richieste debbano essere evase entro 15 giorni lavorativi⁷²;
 - il *Tempo di intervento in caso di segnalazione per disservizi* che stabilisce come tali richieste debbano essere evase entro 5 giorni lavorativi, o, alternativamente, entro 10 giorni lavorativi se la prestazione richiede un sopralluogo preventivo⁷³;
 - il *Tempo di riparazione delle attrezzature per la raccolta domiciliare* che stabilisce come tali richieste debbano essere evase entro 10 giorni lavorativi, o, alternativamente, entro 15 giorni lavorativi se la prestazione richiede un sopralluogo preventivo⁷⁴.

Dalla figura 6.48 si evidenzia, a livello aggregato, per l'indicatore inerente al servizio di richiesta attivazione (*Tempo di risposta alle richieste di attivazione del servizio*) che oltre il 95%⁷⁵ delle prestazioni sono state ero-

65 Cfr. articolo 15 del TQRIF.

66 Cfr. articolo 16 del TQRIF.

67 Cfr. articolo 21 del TQRIF.

68 Cfr. articolo 17 del TQRIF.

69 Cfr. articolo 51 del TQRIF.

70 Cfr. articolo 52 del TQRIF.

71 Cfr. articolo 9 del TQRIF.

72 Cfr. articolo 31 del TQRIF.

73 Cfr. articolo 33 del TQRIF.

74 Cfr. articolo 33 del TQRIF.

75 Il calcolo è stato effettuato considerando complessivamente tutte le prestazioni conformi e quelle non conformi per cause imputabili al gestore degli ambiti tariffari del *panel* che hanno adottato l'indicatore.

gate, negli ambiti tariffari del *panel* che hanno applicato tale indicatore⁷⁶, nel rispetto dello standard, pur con una lieve riduzione rispetto alla precedente edizione della raccolta dati (pari al 2%).

Andamento del tutto comparabile sia in termini di numerosità del *panel* che in termini di rispetto complessivo dello standard per la gestione delle richieste di variazione e cessazione (Tempo di risposta alle richieste di variazione e di cessazione del servizio) dove oltre il 95% delle prestazioni negli ambiti tariffari che hanno adottato l'indicatore (+10% vs 2023) hanno garantito lo standard generale previsto dal TQRIF.

La gestione dei reclami scritti (*Tempo di risposta motivata a reclami scritti*), pur con livelli di rispetto degli standard superiori al 90%, ha fatto registrare una marcata riduzione tra il 2023 e il 2024, dove le percentuali complessive si sono abbassate dal 97% al 93%, a fronte di un aumento di circa il 13% del totale delle richieste gestite, passate dalle circa 26.000 del 2023 alle oltre 30.000 del 2024.

Anche per le richieste scritte di informazioni (*Tempo di risposta motivata a richieste scritte di informazioni*) si registra un lieve deterioramento in termini di percentuale del numero di istanze evase nel rispetto dello standard, passata dal 96% nel 2023 al 94% nel 2024. In particolare, a fronte di un lieve aumento (+4% vs 2023) delle gestioni che hanno adottato lo standard, le richieste complessivamente evase dai gestori del *panel* sono diminuite in maniera sensibile rispetto al 2024 (-9% vs 2023).

Le risposte alle richieste di rettifica (*Tempo di risposta motivata alle richieste scritte di rettifica degli importi addebitati*) si rivelano essere le attività più critiche nell'ambito della qualità contrattuale, con i gestori che riescono ad evadere tali richieste in poco più di 4 casi su 5 (81% nel 2023 vs 82% nel 2024). In particolare, a fronte di un numero sostanzialmente invariato di gestioni che applicano lo standard (circa 400), nel 2024 si segnala un netto aumento di istanze gestite (+41% vs 2023, per oltre 60.000 richieste complessive).

Il rispetto dello standard relativo al servizio telefonico (*Tempo medio di attesa per il servizio telefonico*) è prossimo al 100% sia nel 2023 che nel 2024. In particolare, per il 2024 anche le gestioni negli Schemi II e III, pur non avendo target specifici sulle tempistiche medie di risposta, hanno in larghissima parte (oltre 3 su 4) dichiarato prestazioni medie sotto i 240 secondi, in linea con i più restrittivi standard imposti alle gestioni negli Schemi IV.

Per la gestione delle rettifiche degli importi non dovuti (*Tempo di rettifica degli importi non dovuti*), il rispetto dello standard è superiore al 90%, con dati relativi al 2024 in leggero peggioramento (-3% vs 2023) a fronte di tassi di applicazione dello standard e numerosità complessiva delle richieste gestite sostanzialmente invariato.

Gli indicatori di efficienza di comunicazione verso la filiera (*Tempo per l'inoltro al gestore della raccolta e trasporto e/o spazzamento e lavaggio delle strade del reclamo, ovvero delle richieste, ricevute dall'utente*) e dalla filiera verso l'utente finale (*Tempo per l'inoltro all'utente della risposta ricevuta dal gestore della rac-*

⁷⁶ Per ciascun indicatore di qualità contrattuale, la percentuale di gestioni che hanno rispettato il relativo standard generale previsto dal TQRIF è stata calcolata sulla base del numero di ambiti tariffari del *panel* che hanno applicato l'indicatore – laddove previsto dal TQRIF.

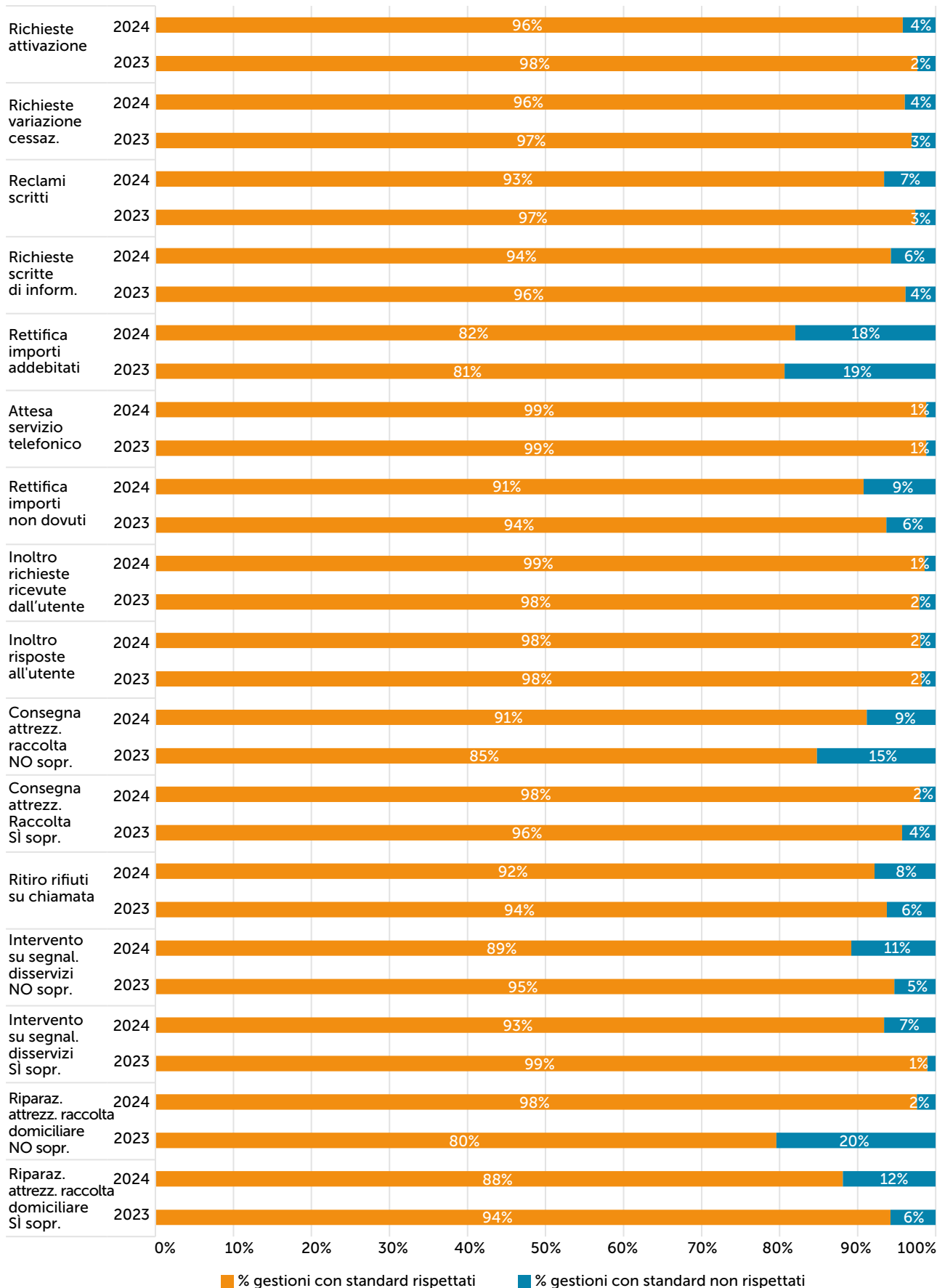
colta e trasporto e/o spazzamento e lavaggio delle strade) presentano tassi di adozione (circa 300 gestioni) e rispetto degli standard simili e pressoché costanti, attorno al 98%, sia nel 2023 che nel 2024.

La consegna dell'attrezzatura raccolta (*Tempo di consegna delle attrezzature per la raccolta*) presenta, a pressoché parità di numero di gestioni che applicano lo standard, un sensibile miglioramento nel rispetto degli standard previsti in particolare per le prestazioni eseguite senza sopralluogo preventivo, la cui *compliance* passa dall'85% del 2023 al 91% del 2024. Leggero miglioramento (+2% vs 2023) anche per le prestazioni eseguite a seguito di sopralluogo, che comunque presentano minori criticità con rispetto dello standard sempre superiori al 95% in entrambi gli anni e numerosità di occorrenze nettamente inferiori rispetto al medesimo tipo di prestazione richiesta senza sopralluogo (nel 2024 sono circa 16.500 le prestazioni che si ascrivono alla prima casistica a fronte delle circa 488.000 rientranti nella seconda).

Il rispetto dello standard per il ritiro rifiuti su chiamata (*Tempo di ritiro dei rifiuti su chiamata*) si attesta su valori compresi tra il 90% ed il 95% con numeri simili sia in termini di tassi di adozione da parte delle gestioni (circa 400) che di numerosità delle prestazioni eseguite (circa 800.000 interventi per anno).

Gli interventi a fronte di segnalazioni da parte degli utenti finali (*Tempo di intervento in caso di segnalazione per disservizi*) sono prestazioni che, per la categoria di interventi eseguita senza sopralluogo, hanno subito un calo significativo nel rispetto degli standard tra il 2023 ed il 2024, passando dal 95% a livelli di poco inferiori al 90%, peraltro a fronte di un aumento delle gestioni che hanno adottato lo standard (550 nel 2024 vs 518 nel 2023) e di un significativo aumento nel numero degli interventi gestiti (oltre 310.000 nel 2024 vs circa 250.000 nel 2023). Analogo andamento con riferimento alle prestazioni eseguite a seguito di sopralluogo, dove si è passati da valori prossimi al 99% nel 2023 (a fronte di circa 5.000 prestazioni gestite) a poco oltre il 93% nel 2024 (a fronte di circa 6.000 prestazioni gestite).

Le attività di riparazione attrezzature (*Tempo di riparazione delle attrezzature per la raccolta domiciliare*) senza sopralluogo preventivo sono prestazioni eseguite nel rispetto dello standard solo nell'80% dei casi nel 2023, dove le prestazioni gestite sono poco oltre le 220.000, mentre il rispetto dello standard sale a bel oltre il 97% nel 2024 a fronte di una significativa riduzione del numero di prestazioni registrate, che si assestano a circa 140.000 pur rimanendo pressoché costante il numero di gestioni che adotta lo standard (poco superiore a 400). Andamento opposto per le prestazioni a seguito di sopralluogo, che passano dalle circa 3.500 eseguite rispetto dello standard del 94% nel 2023 alle circa 4.600 eseguite con rispetto pari all'88% nel 2024.

FIG. 6.48 *Rispetto degli standard generali di qualità contrattuale per singolo indicatore*

Fonte: ARERA, Raccolta dati qualità contrattuale e tecnica settore rifiuti, anno 2023 e 2024.

Livelli associati agli standard di qualità tecnica

Gli indicatori di qualità tecnica introdotti dal TQRIF – cui sono associati standard generali differenziati in relazione allo schema regolatorio – attengono ai profili di continuità, regolarità e sicurezza del servizio di raccolta e trasporto e di spazzamento e lavaggio delle strade e, in particolare, riguardano:

- per le gestioni negli Schemi II, III e IV⁷⁷:
 - il *Tempo di arrivo sul luogo della chiamata per pronto intervento* – pari a 4 ore – (con relativi standard pari a 70% per gli Schemi II, 80% per gli Schemi III e 90% per gli Schemi IV), con lo scopo di garantire un intervento tempestivo da parte del gestore per prevenire situazioni di pericolo o danni all'ambiente, persone o cose, quali quelle inerenti alla rimozione dei rifiuti stradali in seguito a incidenti e dei rifiuti abbandonati, e all'errato posizionamento dei cassonetti della raccolta stradale e di prossimità o dei cestini, laddove presentino profili di criticità in tema di sicurezza⁷⁸;
- per le gestioni negli Schemi III e IV:
 - la *Puntualità del servizio di raccolta e trasporto*⁷⁹ e la *Puntualità del servizio di spazzamento e lavaggio strade*⁸⁰ (con relativi standard pari a 80% per gli Schemi III e 90% per gli Schemi IV), finalizzati a valutare la capacità del gestore di effettuare i servizi nel rispetto di quanto programmato⁸¹;
 - la *Diffusione dei contenitori della raccolta stradale e di prossimità non sovra-riempiti*⁸² (con relativi standard pari a 80% per gli Schemi III e 90% per gli Schemi IV), che, attraverso ispezioni periodiche (in assenza di sistemi di telecontrollo del livello di riempimento dei contenitori sull'intero territorio servito) ha l'obiettivo di assicurare il corretto conferimento, evitando situazioni di abbandono intorno ai cassonetti, laddove sovra-riempiti;
- per le gestioni negli Schemi IV:
 - la *Durata delle interruzioni del servizio di raccolta e trasporto*⁸³ e la *Durata delle interruzioni del servizio di spazzamento e lavaggio delle strade*⁸⁴ – pari a 24 ore – (con relativi standard pari a 85% per gli Schemi IV), con lo scopo di assicurare tempi certi e omogenei di recupero delle stesse.

Dalla figura 6.49 si evidenzia la generale *compliance* delle gestioni del *panel* agli standard generali previsti dal TQRIF⁸⁵ per l'indicatore inerente al servizio di pronto intervento (*Tempo di arrivo sul luogo della chiamata per pronto intervento*); in oltre il 90% degli ambiti tariffari del *panel* che hanno applicato tale indicatore (oltre 400 nel 2024, +9% vs 2023) lo standard risulta rispettato, sebbene si rilevi una lieve riduzione nel livello generale di *compliance* rispetto alla precedente edizione della raccolta dati (pari a quasi il 4%). Si evidenzia inoltre che nell'84% delle gestioni *compliance*, i relativi operatori hanno dichiarato di non aver ricevuto richieste di intervento per le casistiche di pronto intervento sopra richiamate. In termini di prestazioni complessivamente erogate, nel 2024 oltre il 98% risulta conforme alle tempistiche del TQRIF, con un incremento del 7% rispetto alla scorsa edizione⁸⁶.

⁷⁷ In capo al gestore della raccolta e trasporto.

⁷⁸ Cfr. comma 49.2 del TQRIF.

⁷⁹ Cfr. articolo 19 del TQRIF.

⁸⁰ Cfr. articolo 46 del TQRIF.

⁸¹ Cfr. commi 35.2 e 42.1 del TQRIF.

⁸² Cfr. articolo 40 del TQRIF.

⁸³ Cfr. articolo 41 del TQRIF.

⁸⁴ Cfr. articolo 47 del TQRIF.

⁸⁵ Per ciascun indicatore di qualità tecnica, la percentuale di gestioni che hanno rispettato il relativo standard generale previsto dal TQRIF è stata calcolata sulla base del numero di ambiti tariffari del *panel* che hanno applicato l'indicatore – laddove previsto dal TQRIF.

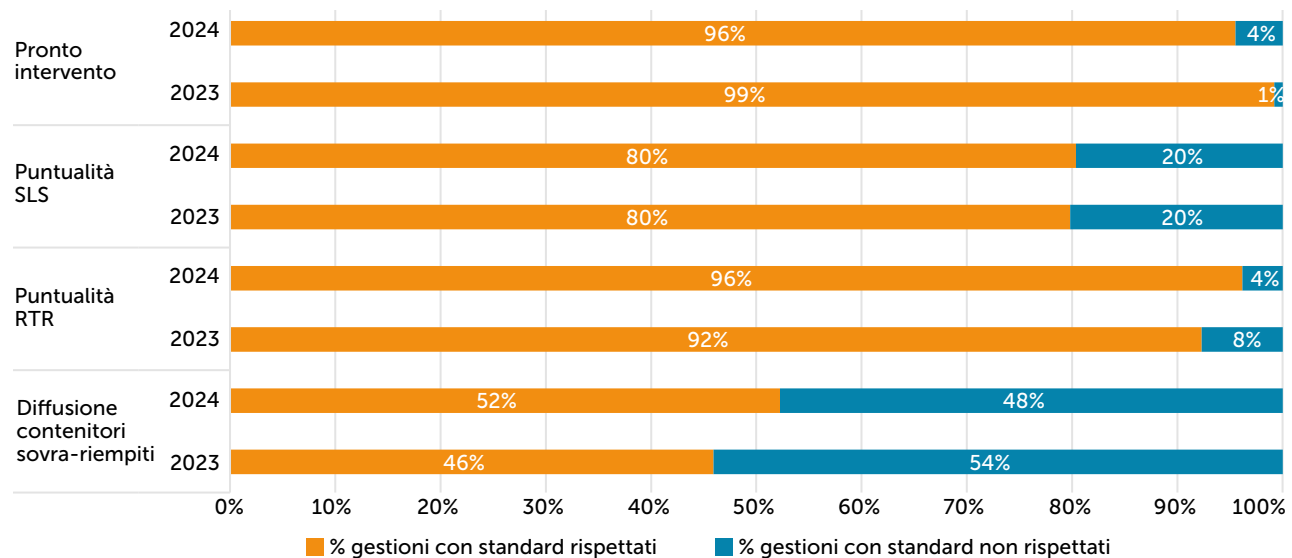
⁸⁶ Il calcolo è stato effettuato considerando complessivamente tutte le prestazioni conformi e quelle non conformi per cause imputabili al gestore degli ambiti tariffari del *panel* che hanno adottato l'indicatore.

Per quanto riguarda la puntualità del servizio di raccolta e trasporto, oltre il 90% degli ambiti tariffari del *panel* che hanno adottato l'indicatore (circa 380, +4% vs 2023) hanno garantito lo standard generale previsto dal TQRIF, con un incremento del 4% rispetto all'edizione del 2023. Si rileva altresì un miglioramento nella qualità dei dati trasmessi, per effetto della significativa riduzione delle gestioni cui corrispondono dichiarazioni con valori dei servizi pianificati ed effettuati non coerenti (-77%)⁸⁷, richiedendo ulteriori approfondimenti ai fini della verifica dell'effettiva ottemperanza.

Risulta, invece, più basso il livello generale di *compliance* per l'indicatore sulla puntualità del servizio di spazzamento e lavaggio strade, che resta costante tra il 2023 e il 2024 all'80% degli ambiti tariffari del *panel* che hanno adottato l'indicatore⁸⁸ (circa 300 gestioni, in linea con il 2023). Anche in questo caso si rileva una riduzione delle gestioni cui sono associate dichiarazioni con dati non coerenti, benché rappresentino anche nel 2024 una quota non residuale degli ambiti oggetto di analisi (circa il 16%, comunque in calo del 43% rispetto alla precedente edizione 2023).

Sempre in tema di continuità e regolarità del servizio, circa il 50% (in aumento del 6% rispetto all'edizione del 2023) degli ambiti tariffari del *panel* che hanno adottato l'indicatore (oltre 260 gestioni, -9% vs 2023)⁸⁹ ha rispettato lo standard generale previsto per l'indicatore *Diffusione dei contenitori della raccolta stradale e di prossimità non sovra-riempiti*. Nel 2024, la causa dell'85% delle gestioni non compliant (in aumento di circa il 20% tra le cause di inottemperanza rispetto al 2023) ha riguardato l'inadempimento all'obbligo di effettuare le ispezioni periodiche, di cui al Piano di controlli periodici sullo stato di riempimento e di corretto funzionamento dei contenitori nelle aree di raccolta stradale e di prossimità⁹⁰.

FIG. 6.49 Gestioni adempienti e inadempienti per singolo indicatore e relativo standard generale di qualità tecnica



Fonte: ARERA, Raccolta dati qualità contrattuale e tecnica settore rifiuti, anno 2023 e 2024.

87 Ai sensi del comma 53.4 del TQRIF lo standard generale si intende rispettato nel semestre considerato se i valori mensili rilevati risultano uguali o migliori dello standard generale in almeno 5 mesi su 6. Pertanto, un ambito tariffario risulta compliant se su entrambi i semestri è stato garantito il livello minimo previsto dal TQRIF, fatta eccezione per eventuali casi di avvicendamenti gestionali per cui non si dispone dei dati su entrambi i semestri.

88 Si precisa che ai sensi dell'articolo 46 del TQRIF, l'indicatore *Puntualità del servizio di spazzamento e lavaggio strade* si applica allo spazzamento meccanizzato. Ai fini del calcolo della *compliance* di ciascun ambito tariffario si applica quanto riportato nella precedente nota.

89 Si ricorda che sono escluse dall'applicazione dell'indicatore le gestioni che hanno applicato sull'intero territorio il modello porta a porta, ovvero che si sono dotate di sistemi di telecontrollo del livello di riempimento dei contenitori.

90 Cfr. commi 35.3 e 35.4 del TQRIF.

Per gli indicatori sulle interruzioni si ritiene opportuna una trattazione separata, in ragione di criticità afferenti alla qualità dei dati trasmessi che ha caratterizzato, in particolare l'edizione 2023, limitando in modo significativo il campione di osservazione.

Al riguardo, nel 2023 in circa il 56% degli ambiti tariffari che hanno applicato l'indicatore *Durata delle interruzioni del servizio di raccolta e trasporto* (poco meno di 90) i dati trasmessi risultano non coerenti⁹¹ e nei restanti casi non si sono verificate interruzioni.

Nel 2024 aumenta il *panel* di analisi (oltre 100 gestioni) e si rileva un generale miglioramento nella qualità dei dati (26% di gestioni con dichiarazioni non coerenti vs 56% del 2023); inoltre, in circa il 46% degli ambiti⁹² si evidenzia l'assenza di interruzioni.

Per quanto riguarda l'indicatore *Durata delle interruzioni del servizio di spazzamento e lavaggio delle strade* si rilevano le medesime criticità segnalate per le interruzioni del servizio di raccolta e trasporto, con un'elevata incidenza nel 2023 di ambiti cui corrispondono dichiarazioni non coerenti (il 63% degli ambiti oggetto di analisi, di un *panel* pari a circa 80). Anche per questo indicatore, nel 2024, si rilevano miglioramenti nella qualità dei dati e un incremento nel *panel* di analisi (il 21% degli ambiti in oggetto di analisi, pari a circa 100). Si evidenzia altresì che in circa il 54% degli ambiti⁹³ non sono state registrate interruzioni.

91 A titolo esemplificativo, il numero di interruzioni registrate in alcuni casi risulta inferiore alla somma delle prestazioni conformi (interruzioni recuperate entro 24 ore) e non conformi.

92 Al netto delle gestioni con dichiarazioni incoerenti.

93 *Ibidem*.

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
Tel. 02 655 651
e-mail: info@arera.it

Maggioli Editore

Impaginazione e grafica

T-Mediahouse Srl



