



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE
ANNUALE

**STATO
DEI SERVIZI
2023**

VOLUME 1



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE
ANNUALE

**STATO
DEI SERVIZI
2023**

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	»	35
• Mercato internazionale del GNL	»	46
• Mercato internazionale del carbone	»	49
 Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	»	53
 Prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nell'Unione europea	»	54
• Prezzi dell'energia elettrica	»	56
• Prezzi del gas	»	66
 Andamento dell'economia e del clima nel 2023	»	75
 Domanda e offerta di energia in Italia	»	77
 Sistemi idrici in Europa	»	80
 Rifiuti urbani e assimilati in Europa	»	87

Capitolo 2

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

» 103

 Domanda e offerta di energia elettrica nel 2023	»	104
 Mercato e concorrenza	»	107
• Struttura dell'offerta di energia elettrica	»	107
• Infrastrutture elettriche	»	121
• Mercato all'ingrosso	»	137
• Mercato dei Titoli di efficienza energetica	»	145
• Mercato finale della vendita	»	146
 Prezzi e tariffe	»	198
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	»	198
• Prezzi del mercato al dettaglio	»	200
 Qualità del servizio	»	208
• Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	»	209
• Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	»	215
• Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	»	230
• Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica	»	238

Capitolo 3

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

pag. 249

Domanda e offerta di gas naturale nel 2023	» 250
Mercato e concorrenza	» 254
• Struttura dell'offerta di gas	» 254
• Infrastrutture del gas	» 261
• Mercato all'ingrosso del gas	» 284
• Mercato finale al dettaglio	» 297
• Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	» 316
Prezzi e tariffe	» 321
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	» 321
• Prezzi del mercato al dettaglio	» 328
• Condizioni economiche di riferimento	» 331
Qualità del servizio	» 339
• Sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale	» 339
• Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	» 344
• Accertamenti delle imprese di distribuzione sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas	» 352
• Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas	» 355
• Qualità commerciale del servizio di vendita del gas naturale	» 359

Capitolo 4

Struttura, prezzi e qualità nel settore del telecalore

» 367

Struttura del mercato	» 368
• Stato di diffusione del servizio	» 368
• Caratteristiche dell'offerta	» 369
• Caratteristiche della domanda	» 372
• Operatori del servizio di telecalore	» 374
Prezzi del servizio	» 376
• Prezzi di fornitura del teleriscaldamento	» 376
• Prezzi di fornitura del teleraffrescamento	» 380
Qualità del servizio	» 380
• Qualità commerciale del servizio	» 380
• Misura dell'energia termica	» 383

Capitolo 5

Stato dei servizi idrici

pag. 387

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica	» 388
• Servizio di acquedotto	» 389
• Servizio di fognatura	» 409
• Servizio di depurazione	» 415
• Esiti dell'applicazione del meccanismo incentivante RQTI per il biennio 2020-2021	» 425
• Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione	» 441
Investimenti e tariffe	» 456
• Stato delle approvazioni tariffarie per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	» 456
• Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità	» 462
• Variazioni tariffarie e investimenti	» 473
Qualità contrattuale	» 483
• Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2023	» 487
• Macro-indicatori di qualità contrattuale	» 497
• Esiti della prima applicazione del meccanismo incentivante introdotto dalla RQSII per il biennio 2020-2021	» 502
• Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale	» 513

Capitolo 6

Struttura, tariffe e qualità nel settore dei rifiuti urbani

» 517

Struttura del settore	» 518
Produzione e raccolta dei rifiuti	» 521
Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio	» 526
• Predisposizioni tariffarie 2022-2025 trasmesse all'Autorità	» 526
• Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità	» 538

Indice delle tavole

TAV. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale (valori percentuali)	pag. 27
TAV. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2019 al 2023 e previsione per il 2024 (in milioni di barili/giorno)	» 29
TAV. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2019 al 2023 e previsione per il 2024 (in milioni di barili/giorno)	» 30
TAV. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC e 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))	» 36
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))	» 41
TAV. 1.11	Paesi importatori nell'Unione europea e fornitori di GNL nel 2023 (in Mt)	» 47
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)	» 57
TAV. 1.14	Prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici in Europa (in c€/kWh)	» 62
TAV. 1.15	Prezzi del gas naturale per usi domestici in Europa (in c€/kWh)	» 67
TAV. 1.16	Prezzi del gas naturale per usi non domestici in Europa (in c€/kWh)	» 71
TAV. 1.17	Bilancio energetico nazionale nel 2022 e nel 2023 (in ktep)	» 78
TAV. 1.18	Numero di regolatori che utilizzano gli indicatori KPI per scopi specifici	» 84
TAV. 1.19	Popolazione dei 27 Paesi UE che non ha né una vasca da bagno, né una doccia, né servizi igienici interni con scarico nella propria famiglia in base allo stato di povertà (in %)	» 86
TAV. 1.20	Popolazione dei 27 Paesi UE collegata almeno al trattamento secondario delle acque reflue	» 86
TAV. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2022 e nel 2023 (in GWh)	» 104
TAV. 2.2	Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2023 (in TWh)	» 105
TAV. 2.3	Produzione lorda per fonte dal 2019 al 2023 (in GWh)	» 108
TAV. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti (in GW)	» 109
TAV. 2.5	Produttori, impianti e generazione per fonte	» 110
TAV. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2023 per fonte	» 113
TAV. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2023	» 114
TAV. 2.8	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2023	» 114
TAV. 2.9	Presenza territoriale degli operatori nel 2023	» 115
TAV. 2.10	Quota di generazione lorda per zona di mercato e fonte nel 2023	» 116
TAV. 2.11	Asset della Rete di trasmissione nazionale (dati al 31 dicembre dell'anno indicato)	» 121
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))	» 123
TAV. 2.13	Attività dei distributori elettrici dal 2018	» 127
TAV. 2.14	Composizione societaria dei distributori	» 128
TAV. 2.15	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2023 (in km)	» 128
TAV. 2.16	Distribuzione di energia elettrica delle maggiori società di distribuzione nel 2023 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 130
TAV. 2.17	Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2023 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 131

TAV. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2023 per classe di potenza (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)	pag. 132
TAV. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2023 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh)	» 134
TAV. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2023 per livello di potenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)	» 135
TAV. 2.21	Connessione di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento	» 137
TAV. 2.22	Contrattazione dei titoli di efficienza energetica (numero di TEE e prezzi in €/tep)	» 146
TAV. 2.23	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2023	» 147
TAV. 2.24	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)	» 148
TAV. 2.25	Vendite finali di energia elettrica nel 2023 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite	» 150
TAV. 2.26	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 154
TAV. 2.27	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per regione nel 2023	» 155
TAV. 2.28	Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2023 (in GWh)	» 157
TAV. 2.29	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 159
TAV. 2.30	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2023 (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 160
TAV. 2.31	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2023 (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 161
TAV. 2.32	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023 per tipologia e per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 161
TAV. 2.33	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023 per condizione economica e classi di consumo annuo (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumi medi in kWh)	» 162
TAV. 2.34	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023 per tipologia e per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 163
TAV. 2.35	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela nel 2023 per classe di consumo e di potenza (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 165
TAV. 2.36	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela nel 2023 per tipologia e per regione (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 165
TAV. 2.37	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 167
TAV. 2.38	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2023 (volumi in GWh)	» 168
TAV. 2.39	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	» 170
TAV. 2.40	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)	» 170
TAV. 2.41	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 171
TAV. 2.42	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023 per condizione economica (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)	» 171
TAV. 2.43	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023 per regione (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 172

TAV. 2.44	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	pag. 174
TAV. 2.45	Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023 per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 174
TAV. 2.46	Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 175
TAV. 2.47	Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023 per condizione economica (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)	» 175
TAV. 2.48	Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023 per regione (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 176
TAV. 2.49	Attività dei venditori per classe di vendita	» 179
TAV. 2.50	Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2023 per tipologia	» 180
TAV. 2.51	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2023 (volumi in GWh)	» 181
TAV. 2.52	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	» 183
TAV. 2.53	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 185
TAV. 2.54	Mercato libero domestico nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)	» 185
TAV. 2.55	Mercato libero domestico nel 2023 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 187
TAV. 2.56	Mercato libero non domestico nel 2023 per livello di tensione (volumi in GWh)	» 188
TAV. 2.57	Mercato libero non domestico nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh)	» 188
TAV. 2.58	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 190
TAV. 2.59	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 191
TAV. 2.60	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 193
TAV. 2.61	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 196
TAV. 2.62	Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 197
TAV. 2.63	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)	» 199
TAV. 2.64	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh; componenti UC3 e UC6 incluse)	» 199
TAV. 2.65	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)	» 199
TAV. 2.66	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2023 per classe di consumo (quantità energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)	» 200
TAV. 2.67	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2023 per classe di consumo e tipo di mercato (in €/MWh)	» 201
TAV. 2.68	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2023 per livello di tensione (quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)	» 201
TAV. 2.69	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2023 (quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)	» 202
TAV. 2.70	Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2023 (GWh al lordo delle perdite di rete e prezzi in €/MWh)	» 203

TAV. 2.71	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali)	pag. 203
TAV. 2.72	Capacità di trasporto tra zone di rete, e relativi livelli di partenza, obiettivi e valori di riferimento dichiarati al 1° gennaio 2024, per i confini e le principali sezioni della rete (in MW)	» 210
TAV. 2.73	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti (in MWh)	» 211
TAV. 2.74	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti (numero di incidenti rilevanti ed ENS in MWh)	» 211
TAV. 2.75	Classificazione territoriale di Terna	» 213
TAV. 2.76	Numero medio di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti) per utente direttamente connesso con l'RTN	» 213
TAV. 2.77	Indicatore di disponibilità ASAI relativo a tutti gli elementi di rete per Area operativa territoriale di Terna	» 214
TAV. 2.78	ASAI relativo alle linee elettriche aeree	» 214
TAV. 2.79	Percentuale di indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione	» 214
TAV. 2.80	Tempo complessivo medio di permanenza in assetto radiale per un utente strutturalmente connesso in assetto magliato e temporaneamente connesso in assetto radiale (ore/anno), per livello di tensione	» 215
TAV. 2.81	Durata (minuti persi) e numero di interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione nel 2023	» 219
TAV. 2.82	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione reso dalle imprese distributrici (numero di episodi ed energia in MWh)	» 221
TAV. 2.83	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni (milioni di euro)	» 225
TAV. 2.84	Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	» 226
TAV. 2.85	Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2022	» 227
TAV. 2.86	Numero di buchi di tensione severi per utente in media tensione nel 2022 per regione e distributore	» 227
TAV. 2.87	Standard sulla durata massima delle interruzioni per utenti in bassa e in media tensione (in ore)	» 229
TAV. 2.88	Indennizzi automatici erogati nel 2023 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni (numero di utenti e milioni di euro)	» 229
TAV. 2.89	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna (milioni di euro)	» 230
TAV. 2.90	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	» 231
TAV. 2.91	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 232
TAV. 2.92	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 232
TAV. 2.93	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 riferiti alle connessioni temporanee per gli utenti non domestici BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 233
TAV. 2.94	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per gli utenti MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 233

TAV. 2.95	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 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	pag. 234
TAV. 2.96	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 234
TAV. 2.97	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 234
TAV. 2.98	Prestazioni del servizio di vendita nel settore elettrico e tempi medi effettivi nel 2023 (in giorni solari e valori percentuali)	» 239
TAV. 2.99	Numero di reclami nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 239
TAV. 2.100	Numero di richieste di informazione nel settore elettrico	» 240
TAV. 2.101	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico	» 240
TAV. 2.102	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico	» 241
TAV. 2.103	Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2023 suddivisi per tipo di prestazione	» 241
TAV. 2.104	Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel biennio 2022-2023	» 242
TAV. 2.105	Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2023 suddivisi per tipo di prestazione (euro)	» 242
TAV. 2.106	Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel biennio 2022-2023 (in euro)	» 243
TAV. 2.107	Standard generali di qualità dei <i>call center</i>	» 244
TAV. 3.1	Bilancio degli operatori del gas naturale nel 2023 (in G(m ³); valori riferiti ai gruppi industriali)	» 252
TAV. 3.2	Produzione di gas naturale e biometano in Italia nel 2023 (in M(m ³))	» 256
TAV. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2023 (importazioni lorde in M(m ³))	» 259
TAV. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2023 (in km)	» 262
TAV. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2023 (lunghezza delle reti in km; volumi riconsegnati in M(m ³))	» 263
TAV. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2023-2024 (in M(m ³) standard per giorno)	» 265
TAV. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2024-2025 al 2037-2038 (in M(m ³) standard per giorno))	» 267
TAV. 3.8	Concessioni di stoccaggio in Italia	» 268
TAV. 3.9	Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2023-2024 e 2024-2025 (in M(Sm ³))	» 269
TAV. 3.10	Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione	» 272
TAV. 3.11	Attività dei distributori nel periodo 2013-2023	» 272
TAV. 3.12	Attività di distribuzione per regione nel 2023 (volumi in M(m ³), clienti in migliaia, volumi unitari in m ³)	» 273
TAV. 3.13	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2023 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km)	» 274
TAV. 3.14	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2023 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m ³)	» 276
TAV. 3.15	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2023 in migliaia; volumi prelevati in M(m ³))	» 277

TAV. 3.16	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 2023 in migliaia; volumi prelevati in M(m ³))	pag. 277
TAV. 3.17	Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2023 (clienti in migliaia e volumi in M(m ³))	» 278
TAV. 3.18	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2023 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m ³))	» 280
TAV. 3.19	Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2023	» 281
TAV. 3.20	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2023 (volumi in M(m ³))	» 282
TAV. 3.21	Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento	» 284
TAV. 3.22	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento	» 284
TAV. 3.23	Numero di operatori e vendite nel 2023 (in M(m ³))	» 285
TAV. 3.24	Evoluzione del mercato all'ingrosso	» 286
TAV. 3.25	Approvvigionamento dei grossisti nel 2023	» 288
TAV. 3.26	Impieghi di gas dei grossisti nel 2023	» 289
TAV. 3.27	Vendite dei principali grossisti nel 2023 (in M(m ³))	» 289
TAV. 3.28	Volumi consegnati per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (in GWh)	» 296
TAV. 3.29	Consumi finali di gas naturale (volumi in M(m ³); punti di prelievo in migliaia)	» 298
TAV. 3.30	Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio	» 299
TAV. 3.31	Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2023	» 299
TAV. 3.32	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2023 (in M(m ³))	» 301
TAV. 3.33	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2023 (in M(m ³))	» 302
TAV. 3.34	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in M(m ³), punti di riconsegna in migliaia)	» 303
TAV. 3.35	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2023 (in M(m ³))	» 305
TAV. 3.36	Tassi di <i>switching</i> dei clienti finali del gas naturale	» 306
TAV. 3.37	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2023 (in M(m ³))	» 307
TAV. 3.38	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)	» 310
TAV. 3.39	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 313
TAV. 3.40	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)	» 313
TAV. 3.41	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 315
TAV. 3.42	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m ³) e numero di GdM)	» 316
TAV. 3.43	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)	» 317
TAV. 3.44	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2023 (in km)	» 318
TAV. 3.45	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2023 (volumi in M(m ³))	» 320
TAV. 3.46	Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2024	» 322
TAV. 3.47	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2023	» 324
TAV. 3.48	Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2024	» 325
TAV. 3.49	Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1 aprile 2023-31 marzo 2024 (capacità in GWh e prezzi in €/kWh)	» 325

TAV. 3.50	Articolazione della quota fissa t1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2024 (in €/punto di riconsegna/anno)	pag. 327
TAV. 3.51	Articolazione della quota variabile t3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2024 (in c€/m ³ ; scaglioni di consumo in m ³ /anno)	» 327
TAV. 3.52	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m ³ ; classi di consumo annuo espresse in m ³)	» 329
TAV. 3.53	Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2023 (in c€/m ³ ; classi di consumo annuo espresse in m ³)	» 329
TAV. 3.54	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)	» 330
TAV. 3.55	Numeri indice (2015=100) e variazioni del prezzo del segmento "gas di città e gas naturale"	» 331
TAV. 3.56	Imposte sul gas nel 2023 (in c€/m ³)	» 336
TAV. 3.57	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2023	» 339
TAV. 3.58	Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2023	» 340
TAV. 3.59	Protezione catodica delle reti nel 2023	» 340
TAV. 3.60	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2023	» 340
TAV. 3.61	Impianti di odorizzazione nel 2023	» 340
TAV. 3.62	Numero di emergenze di servizio	» 341
TAV. 3.63	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio	» 341
TAV. 3.64	Dispersioni localizzate	» 341
TAV. 3.65	Eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite di gas	» 341
TAV. 3.66	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2023	» 342
TAV. 3.67	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2023	» 342
TAV. 3.68	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2023	» 342
TAV. 3.69	Casi di mancato rispetto nel 2023 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	» 343
TAV. 3.70	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2023	» 343
TAV. 3.71	Numero di dispersioni risolte entro le tempistiche indicate negli anni 2021-2023	» 347
TAV. 3.72	Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2023	» 350
TAV. 3.73	Rete ispezionata (in km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2020-2023 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2021-2023 (rete in alta/media pressione)	» 351
TAV. 3.74	Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2023 (lunghezza reti in km)	» 352
TAV. 3.75	Verifiche eseguite nel 2023 dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2022 con accertamento positivo	» 354
TAV. 3.76	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	» 358
TAV. 3.77	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 2023	» 358
TAV. 3.78	Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore gas naturale nel 2023 (giorni solari)	» 359
TAV. 3.79	Numero di reclami nel settore del gas naturale	» 360
TAV. 3.80	Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale	» 360
TAV. 3.81	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale	» 361
TAV. 3.82	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale	» 361
TAV. 3.83	Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2023 nel settore del gas naturale	» 362
TAV. 3.84	Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale nel 2023	» 362

TAV. 3.85	Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale per mancato rispetto di standard specifici	pag. 363
TAV. 3.86	Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative ai clienti <i>dual fuel</i>	» 364
TAV. 3.87	Numero di indennizzi da erogare ai clienti <i>dual fuel</i> per mancato rispetto di standard specifici	» 364
TAV. 3.88	Indennizzi automatici erogati ai clienti <i>dual fuel</i>	» 365
TAV. 4.1	Produzione di energia delle centrali termiche nel 2022 (in GWh)	» 370
TAV. 4.2	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore	» 370
TAV. 4.3	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore nel 2022 (in GWh)	» 371
TAV. 4.4	Capacità di generazione installata per tecnologia	» 371
TAV. 4.5	Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2022 (in MW)	» 372
TAV. 5.1	Composizione del campione isoperimetro	» 393
TAV. 5.2	Dati iniziali e finali del macro-indicatore M1, suddivisi per area geografica	» 393
TAV. 5.3	Miglioramenti del macro-indicatore M1 dal 2016 al 2021, suddivisi per area geografica	» 393
TAV. 5.4	Tavola sinottica degli stadi di valutazione per la qualità tecnica del SII	» 426
TAV. 5.5	Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti	» 427
TAV. 5.6	Matrice di schemi regolatori per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	» 457
TAV. 5.7	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per l'aggiornamento biennale 2022-2023 (numero di gestioni e di abitanti)	» 459
TAV. 5.8	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)	» 461
TAV. 5.9	Matrice dei <i>cluster</i> per la definizione dei γ_{ij}^{OP}	» 467
TAV. 5.10	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 580/2019/R/idr	» 467
TAV. 5.11	Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}$ distinto per valore dei γ_{ij}^{OP} (anno 2023)	» 468
TAV. 5.12	$Opex_{GT}^a$ per l'anno 2023	» 469
TAV. 5.13	Op_{social}^a in tariffa per l'anno 2023	» 469
TAV. 5.14	Op_{mis}^a in tariffa per l'anno 2023	» 470
TAV. 5.15	Costi e ricavi delle Attività b_2 valorizzati in tariffa 2023	» 471
TAV. 5.16	Ripartizione del $\Delta_{Risparmio}^a$ per area geografica, anno 2023	» 471
TAV. 5.17	$Op_{EE}^{exp,a}$ in tariffa per l'anno 2023	» 472
TAV. 5.18	Ripartizione per area geografica dei tassi di realizzazione degli investimenti previsti per il biennio 2020-2021	» 479
TAV. 5.19	Campione di riferimento (numero di ambiti, abitanti e numero di gestioni)	» 480
TAV. 5.20	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: scaglioni di consumo, anno 2023 (valori medi)	» 480
TAV. 5.21	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2023	» 481
TAV. 5.22	Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2023	» 481
TAV. 5.23	Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestica residente, anno 2023	» 481
TAV. 5.24	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2023 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m ³ ; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m ³)	» 482
TAV. 5.25	Componenti della spesa media nel 2023 (spesa in euro/anno)	» 483
TAV. 5.26	Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2022-2023	» 489
TAV. 5.27	Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2023 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)	» 492
TAV. 5.28	Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali	» 493

TAV. 5.29	Classi e obiettivi per macro-indicatore	pag. 497
TAV. 5.30	Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2023	» 498
TAV. 5.31	Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti	» 503
TAV. 5.32	Opex _{QC} per il quadriennio 2020-2023	» 515
TAV. 6.1	Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità	» 539
TAV. 6.2	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 541
TAV. 6.3	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 541
TAV. 6.4	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2022, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 541
TAV. 6.5	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2023, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 542

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	»	34
FIG. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	»	34
FIG. 1.4	Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent	»	42
FIG. 1.5	Prezzo del gas naturale negli <i>hub</i> europei	»	43
FIG. 1.6	Prezzo del gas naturale negli <i>hub</i> europei e prezzi all'importazione	»	43
FIG. 1.7	Confronto fra prezzo TTF e prezzo GNL <i>spot</i> Asia	»	44
FIG. 1.8	Prezzi del GNL per aree	»	45
FIG. 1.9	Principali aree di importazione e paesi esportatori di GNL nel 2023	»	48
FIG. 1.10	Prezzo del carbone nei principali mercati mondiali	»	52
FIG. 1.11	Prezzo dei permessi d'emissione <i>Emission Unit Allowance</i> (EUA)	»	53
FIG. 1.12	Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nei principali paesi europei	»	58
FIG. 1.13	Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici nel 2023	»	59
FIG. 1.14	Prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei	»	60
FIG. 1.15	Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici nel 2023	»	62
FIG. 1.16	Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici nei principali paesi europei	»	64
FIG. 1.17	Prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	65
FIG. 1.18	Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi domestici nel 2023	»	68
FIG. 1.19	Componenti dei prezzi del gas naturale per usi domestici nei principali paesi europei	»	68
FIG. 1.20	Prezzi totali del gas naturale per usi domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	70
FIG. 1.21	Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nel 2023	»	72
FIG. 1.22	Componenti dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nei principali paesi europei	»	73
FIG. 1.23	Prezzi totali del gas naturale per usi non domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	74
FIG. 1.24	Intensità energetica del PIL dal 1995	»	79
FIG. 1.25	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995	»	80
FIG. 1.26	Prelievi idrici per settore economico nei 27 Paesi UE, anni 2000, 2010 e 2019 a confronto	»	82
FIG. 1.27	Generazione di rifiuti urbani in UE27 e in alcuni paesi	»	89
FIG. 1.28	Generazione di rifiuti urbani <i>pro capite</i> in UE27 e in alcuni paesi	»	90
FIG. 1.29	Generazione di rifiuti (totali, esclusi minerali) per unità di PIL nel tempo	»	91
FIG. 1.30	Andamento dal 1995 delle diverse destinazioni dei rifiuti urbani per tipo di trattamento	»	91
FIG. 1.31	Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2022	»	92
FIG. 1.32	Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2022 a confronto con gli obiettivi UE 2035	»	93
FIG. 1.33	Indice di circolarità (quota di materiali riciclati reinseriti nel ciclo produttivo, in rapporto al totale dei materiali utilizzati)	»	93
FIG. 1.34	Quote percentuali di investimenti privati in economia circolare, dotazione impiantistica e produzione di rifiuti urbani rispetto al totale UE	»	95

FIG. 1.35	Contributo percentuale dei cinque maggiori paesi al totale UE degli investimenti privati, della dotazione impiantistica (numerosità) e della produzione di rifiuti urbani nel 2021	pag. 95
FIG. 1.36	Investimenti privati in economia circolare dal 2012	» 96
FIG. 1.37	Distanza percentuale tra risultato nel 2022 e obiettivo al 2025 in tema di riciclo dei rifiuti urbani e riciclo dei rifiuti da imballaggio	» 97
FIG. 1.38	Sviluppo dei tassi di riciclo in peso dei rifiuti da imballaggi dal 2010	» 98
FIG. 1.39	Tassi di riciclo dei rifiuti da imballaggi per tipi di materiale, situazione al 2021 e obiettivi 2030	» 99
FIG. 1.40	Generazione <i>pro capite</i> di rifiuti da imballaggio dal 2005	» 100
FIG. 1.41	Scambi intracomunitari nell'Unione europea di materiali riciclabili dal 2014	» 101
FIG. 1.42	Scambi intracomunitari di materiali riciclabili per i paesi del <i>panel</i>	» 101
FIG. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	» 111
FIG. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2023 (capacità in MW; generazione in TWh)	» 112
FIG. 2.3	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (milioni di euro)	» 118
FIG. 2.4	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	» 119
FIG. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	» 119
FIG. 2.6	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera	» 120
FIG. 2.7	Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco	» 140
FIG. 2.8	Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera	» 141
FIG. 2.9	Andamento mensile dei prezzi zionali al Nord e in Sicilia nel 2023	» 141
FIG. 2.10	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2023 (valori medi <i>baseload</i>)	» 142
FIG. 2.11	Andamento mensile dei prezzi nell'MI nel 2023	» 144
FIG. 2.12	Prezzi medi nel 2023 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna	» 145
FIG. 2.13	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008	» 149
FIG. 2.14	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	» 151
FIG. 2.15	Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2023	» 152
FIG. 2.16	Clienti domestici serviti nel mercato libero per regione	» 153
FIG. 2.17	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico dal 2011	» 154
FIG. 2.18	Consumi e clienti serviti in maggior tutela	» 160
FIG. 2.19	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2023	» 164
FIG. 2.20	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2023	» 166
FIG. 2.21	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel servizio di maggior tutela per regione	» 168
FIG. 2.22	Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele gradualali per le piccole imprese nel 2023	» 173
FIG. 2.23	Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele gradualali per le micro-imprese nel 2023	» 177
FIG. 2.24	Evoluzione del mercato libero di energia elettrica	» 178
FIG. 2.25	Numero di venditori del mercato libero per regione	» 184
FIG. 2.26	Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici del mercato libero e della maggior tutela nel 2023	» 186
FIG. 2.27	Distribuzione dei clienti domestici nel mercato libero per tipo di tariffa oraria	» 187
FIG. 2.28	Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori	» 189
FIG. 2.29	Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente	» 198
FIG. 2.30	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio	» 205

FIG. 2.31	Livello dei prezzi dell'energia elettrica nell'ultimo triennio	pag. 205
FIG. 2.32	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei	» 206
FIG. 2.33	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo, con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	» 207
FIG. 2.34	Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo, con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2023	» 208
FIG. 2.35	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	» 211
FIG. 2.36	Energia non fornita regolata soggetta a premi-penalità	» 212
FIG. 2.37	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	» 216
FIG. 2.38	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2023 per regione	» 216
FIG. 2.39	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 217
FIG. 2.40	Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione	» 217
FIG. 2.41	Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 218
FIG. 2.42	Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per utente in bassa tensione	» 220
FIG. 2.43	Durata delle interruzioni con e senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2023, per regione	» 220
FIG. 2.44	Confronto per la durata di interruzione (D1) nel 2023 con quello del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori	» 222
FIG. 2.45	Confronto per il numero di interruzioni (N1) nel 2023 a confronto con quello del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori	» 222
FIG. 2.46	Confronto per la durata di interruzione (D1) nel 2023 e il livello obiettivo 2023 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori	» 223
FIG. 2.47	Confronto per il numero di interruzioni (N1) nel 2023 e il livello obiettivo 2023 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori	» 223
FIG. 2.48	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2023	» 224
FIG. 2.49	Numero di utenti in media tensione con impianti adeguati e non adeguati nel 2023	» 225
FIG. 2.50	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 235
FIG. 2.51	Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 235
FIG. 2.52	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 236
FIG. 2.53	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 236
FIG. 2.54	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 237
FIG. 2.55	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 237
FIG. 2.56	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 238

FIG. 2.57	Livello di servizio dei <i>call center</i> dei venditori di energia elettrica e gas nel 2023	pag. 246
FIG. 2.58	Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas nel 2023	» 246
FIG. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	» 250
FIG. 3.2	Consumi netti di gas naturale negli ultimi due anni	» 251
FIG. 3.3	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990	» 255
FIG. 3.4	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2023	» 255
FIG. 3.5	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	» 258
FIG. 3.6	Paesi di origine delle importazioni di GNL	» 258
FIG. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2023 secondo la durata intera	» 260
FIG. 3.8	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2023 secondo la durata residua	» 261
FIG. 3.9	Attività di trasporto dal 2011	» 264
FIG. 3.10	Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici	» 270
FIG. 3.11	Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente	» 281
FIG. 3.12	Quote del mercato all'ingrosso delle classi di venditori	» 287
FIG. 3.13	Sottoscrittori del PSV dal 2010	» 291
FIG. 3.14	Volumi delle transazioni al PSV e <i>churn rate</i>	» 292
FIG. 3.15	Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV	» 292
FIG. 3.16	Prezzi nei mercati dell'M-GAS e valori minimi e massimi	» 296
FIG. 3.17	Confronto tra i prezzi del TTF, PSV e indice IGI (medie aritmetiche settimanali)	» 297
FIG. 3.18	Tassi di <i>switching</i> dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	» 306
FIG. 3.19	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2023	» 308
FIG. 3.20	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2023	» 309
FIG. 3.21	Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	» 312
FIG. 3.22	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni	» 332
FIG. 3.23	Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni	» 332
FIG. 3.24	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei	» 333
FIG. 3.25	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m ³ e riscaldamento individuale)	» 334
FIG. 3.26	Composizione percentuale al 31 dicembre 2023 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m ³ e riscaldamento individuale)	» 335
FIG. 3.27	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m ³)	» 338
FIG. 3.28	Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m ³) al 1° gennaio 2024	» 339
FIG. 3.29	Percentuale di rete in alta/media pressione ispezionata dal 2014 per triennio	» 345
FIG. 3.30	Percentuale di rete in bassa pressione ispezionata dal 2014 per quadriennio	» 345
FIG. 3.31	Pronto intervento su impianto di distribuzione e tempo di arrivo sul luogo di chiamata dal 2009	» 346
FIG. 3.32	Percentuale di chiamate falso allarme 2023	» 346
FIG. 3.33	Percentuale di posizione di localizzazione delle dispersioni nel 2023	» 347
FIG. 3.34	Numero di dispersioni localizzate rispetto ai clienti	» 348
FIG. 3.35	Numero totale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	» 349
FIG. 3.36	Accertamenti effettuati nel 2023 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	» 353
FIG. 3.37	Accertamenti effettuati nel 2023 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	» 353
FIG. 3.38	Accertamenti nel 2023 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributtrice	» 354

FIG. 3.39	Accertamenti nel 2023 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributrice	pag. 355
FIG. 3.40	Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	» 356
FIG. 3.41	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)	» 356
FIG. 3.42	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 2023	» 357
FIG. 4.1	Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti	» 368
FIG. 4.2	Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2021	» 369
FIG. 4.3	Calore erogato all'utenza nel 2022, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo	» 373
FIG. 4.4	Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2022, in funzione della classe dimensionale degli utenti	» 373
FIG. 4.5	Calore erogato nel 2022 dai 10 maggiori operatori (presentati in ordine alfabetico), ripartito per classe dimensionale dell'utente	» 374
FIG. 4.6	Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (maggio 2024)	» 375
FIG. 4.7	Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti nel 2022	» 375
FIG. 4.8	Rappresentatività delle tre classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata nel 2022	» 376
FIG. 4.9	Offerte commerciali nel 2022 per metodologia di definizione del prezzo	» 377
FIG. 4.10	Offerte commerciali nel 2022 per tipologia di prezzo	» 378
FIG. 4.11	Evoluzione dei prezzi medi per operatore (IVA ed eventuale credito d'imposta esclusi) e media pesata sull'energia erogata	» 379
FIG. 4.12	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2022	» 381
FIG. 4.13	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2022	» 382
FIG. 4.14	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2022	» 382
FIG. 4.15	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2022	» 383
FIG. 4.16	Metodo di lettura dei misuratori del telecalore nel 2022 per tipologia di utente	» 384
FIG. 4.17	Numero di prestazioni di qualità commerciale relative ai misuratori richieste agli esercenti nel 2022	» 385
FIG. 5.1	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica per i macro-indicatori sul servizio di acquedotto	» 390
FIG. 5.2	Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 391
FIG. 5.3	Valori medi degli indicatori M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali, per area geografica	» 392
FIG. 5.4	Linea di tendenza dei valori assunti dal macro-indicatore M1 nel tempo	» 394
FIG. 5.5	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 395
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	» 396
FIG. 5.7	Quota di volumi di processo e di utenza misurati sui volumi totali per area geografica	» 397
FIG. 5.8	Suddivisione del numero di misuratori d'utenza per classi d'età	» 398
FIG. 5.9	Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 399

FIG. 5.10	Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio di acquedotto per area geografica	pag. 400
FIG. 5.11	Utenti finali con diritto all'indennizzo automatico per gli standard specifici di qualità tecnica per area geografica	» 401
FIG. 5.12	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 402
FIG. 5.13	Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 402
FIG. 5.14	Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 404
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	» 404
FIG. 5.16	Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C della normativa di riferimento	» 405
FIG. 5.17	Quota di utenti per i quali è stato applicato il <i>Water Safety Plan</i> , per area geografica	» 405
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 637/2023/R/idr	» 406
FIG. 5.19	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 ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 407
FIG. 5.20	Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto per area geografica	» 408
FIG. 5.21	Suddivisione dei volumi prelevati dall'ambiente per tipologia di trattamento di potabilizzazione e per area geografica	» 409
FIG. 5.22	Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 410
FIG. 5.23	Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 411
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	» 412
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 637/2023/R/idr	» 413
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	» 414
FIG. 5.27	Lunghezza della rete fognaria per tipologia – ripartizione per area geografica	» 414
FIG. 5.28	Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 416
FIG. 5.29	Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 417
FIG. 5.30	Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica	» 417
FIG. 5.31	Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione	» 418
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 637/2023/R/idr	» 419
FIG. 5.33	Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 420
FIG. 5.34	Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 421
FIG. 5.35	Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica	» 421
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 637/2023/R/idr	» 422
FIG. 5.37	Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 423

FIG. 5.38	Suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti e della potenzialità	pag. 424
FIG. 5.39	Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica	» 424
FIG. 5.40	Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica	» 425
FIG. 5.41	Gestioni interessate dall'applicazione finale del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita	» 426
FIG. 5.42	Impatto delle esclusioni in termini di numerosità delle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante (anno 2021)	» 428
FIG. 5.43	Confronto tra le quote di gestioni ammesse nel 1° e nel 2° biennio di applicazione del meccanismo incentivante	» 429
FIG. 5.44	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione da tutti gli stadi per almeno un macro-indicatore (anno 2021)	» 430
FIG. 5.45	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dalle sole premialità per almeno un macro-indicatore (anno 2021)	» 431
FIG. 5.46	Macro-indicatore M1 – “Perdite idriche”	» 432
FIG. 5.47	Macro-indicatore M2 – “Interruzioni del servizio”	» 432
FIG. 5.48	Macro-indicatore M3 – “Qualità dell'acqua erogata”	» 433
FIG. 5.49	Macro-indicatore M4 – “Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena” (a sinistra: 2019, a destra: 2021)	» 433
FIG. 5.50	Macro-indicatore M5 – “Smaltimento fanghi in discarica”	» 434
FIG. 5.51	Macro-indicatore M6 – “Qualità dell'acqua depurata”	» 434
FIG. 5.52	Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per area geografica di appartenenza	» 435
FIG. 5.53	Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per Regione di appartenenza (nell'arco del biennio)	» 436
FIG. 5.54	Percentuale della popolazione residente regionale servita da un gestore risultato sul podio	» 436
FIG. 5.55	Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per area geografica	» 437
FIG. 5.56	Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per Regione	» 438
FIG. 5.57	Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza	» 438
FIG. 5.58	Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica nel biennio 2020-2021	» 439
FIG. 5.59	Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna Regione nel biennio 2020-2021 (milioni di euro)	» 440
FIG. 5.60	Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica	» 440
FIG. 5.61	Penali comminate per biennio di valutazione	» 441
FIG. 5.62	Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023	» 443
FIG. 5.63	Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023 per area geografica	» 444
FIG. 5.64	Interventi PNRR e REACT-EU recepiti nelle pianificazioni 2022-2023 (ripartizione percentuale per linea di finanziamento)	» 446
FIG. 5.65	Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2022-2023 e relativi all'implementazione delle misure PNRR/REACT, per tipologia di opera (in percentuale)	» 446
FIG. 5.66	Interventi principali riconducibili alle misure PNRR/REACT-EU, per fabbisogno finanziario nel periodo 2022-2023 (in percentuale)	» 447
FIG. 5.67	Distribuzione temporale 2024-2027 del fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche e ripartizione per servizio	» 449
FIG. 5.68	Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2024)	» 450

FIG. 5.69	Spesa cumulata del Piano nazionale sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari a ottobre 2023 e confronto con le previsioni di spesa trasmesse a ottobre 2022	pag. 451
FIG. 5.70	Stato delle erogazioni per anno di autorizzazione e previsione 2024 e 2025	» 452
FIG. 5.71	Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4-I4.4 per area geografica, regione e numero di abitanti resi conformi	» 453
FIG. 5.72	Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4-I4.2 per area geografica, regione e leva di co-finanziamento delle proposte	» 454
FIG. 5.73	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti, con dettaglio delle misure per area geografica (aggiornamento a maggio 2024)	» 455
FIG. 5.74	Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)	» 460
FIG. 5.75	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	» 461
FIG. 5.76	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 462
FIG. 5.77	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore (anno 2023)	» 464
FIG. 5.78	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2023	» 465
FIG. 5.79	Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2023	» 466
FIG. 5.80	Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2023	» 474
FIG. 5.81	Distribuzione delle variazioni tariffarie (anni 2022 e 2023) nell'ambito della matrice di schemi regolatori	» 475
FIG. 5.82	Investimenti <i>pro capite</i> (al netto dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023, come rivisti in sede di aggiornamento tariffario 2022-2023	» 476
FIG. 5.83	Investimenti <i>pro capite</i> (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023 nell'ambito dell'aggiornamento tariffario 2022-2023	» 477
FIG. 5.84	<i>Trend</i> degli investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2020-2023 (in milioni di euro)	» 478
FIG. 5.85	Variabilità della spesa media annua nel 2023 (in euro per consumi annuali di 150 m ³)	» 483
FIG. 5.86	Ripartizione del <i>panel</i> 2023 per area geografica	» 485
FIG. 5.87	Popolazione servita dal <i>panel</i> 2023 per area geografica	» 486
FIG. 5.88	Rispetto degli standard specifici per area	» 487
FIG. 5.89	Totale indennizzato nel periodo 2020-2023	» 491
FIG. 5.90	Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale	» 494
FIG. 5.91	Rispetto degli standard generali per area	» 495
FIG. 5.92	Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica	» 496
FIG. 5.93	Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica	» 496
FIG. 5.94	Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2023	» 500
FIG. 5.95	Macro-indicatore MC1: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2023	» 500
FIG. 5.96	Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2023	» 501
FIG. 5.97	Macro-indicatore MC2: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2023	» 501
FIG. 5.98	Gestioni interessate dall'applicazione del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita	» 502
FIG. 5.99	Impatto delle esclusioni in termini di numerosità delle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante (biennio 2020-2021)	» 504
FIG. 5.100	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dal meccanismo incentivante (biennio 2020-2021)	» 504
FIG. 5.101	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dalle premialità (biennio 2020-2021)	» 505
FIG. 5.102	Macro-indicatore MC1 – "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale" (biennio 2020-2021)	» 507
FIG. 5.103	Macro-indicatore MC2 – "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio" (biennio 2020-2021)	» 507

FIG. 5.104	Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per regione (biennio 2020-2021)	pag. 508
FIG. 5.105	Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza (biennio 2020-2021)	» 508
FIG. 5.106	Posizionamento delle gestioni sul podio dello stadio III nel biennio 2020-2021 nelle Regioni di appartenenza	» 509
FIG. 5.107	Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica nel biennio 2020-2021 (in milioni di euro)	» 510
FIG. 5.108	Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna Regione nel biennio 2020-2021 (in milioni di euro)	» 510
FIG. 5.109	Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (biennio 2020-2021)	» 511
FIG. 5.110	Penalità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (biennio 2020-2021)	» 512
FIG. 5.111	Percentuale della popolazione residente regionale servita da una gestione risultata in premio o in penale	» 513
FIG. 5.112	Opex _{OC} quantificati nel quadriennio 2020-2023 <i>pro capite</i> per area geografica	» 515
FIG. 6.1	Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica	» 518
FIG. 6.2	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività	» 519
FIG. 6.3	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività	» 519
FIG. 6.4	Gestori non Enti pubblici per attività svolta	» 520
FIG. 6.5	Gestori Enti pubblici per attività svolta	» 521
FIG. 6.6	Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani dal 2021 al 2022	» 522
FIG. 6.7	Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2017-2022)	» 523
FIG. 6.8	Andamento della raccolta differenziata per Regione e confronto con gli obiettivi (2021-2022)	» 523
FIG. 6.9	Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2022	» 524
FIG. 6.10	Percentuali di riciclo e raccolta differenziata a confronto con l'obiettivo comunitario (2010-2023)	» 525
FIG. 6.11	Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2022	» 525
FIG. 6.12	Predisposizioni tariffarie per Regione trasmesse all'Autorità, relative al periodo 2022-2025 (% Comuni serviti; % popolazione servita)	» 527
FIG. 6.13	Distribuzione degli ETC per classi dimensionali	» 528
FIG. 6.14	Richieste revisioni infra-periodo per regione (% popolazione e ambiti tariffari interessati)	» 529
FIG. 6.15	Variazione media annuale delle entrate e del limite di crescita	» 530
FIG. 6.16	Variazione media delle entrate tariffarie e del limite annuale di crescita nel 2023	» 531
FIG. 6.17	Distribuzione degli ambiti tariffari e della relativa popolazione per schemi regolatori	» 532
FIG. 6.18	Valori medi dei coefficienti per il limite alla crescita	» 533
FIG. 6.19	Valori medi coefficiente di recupero di produttività relativi al 2023	» 533
FIG. 6.20	Valori medi del parametro ω nel 2023	» 535
FIG. 6.21	Valori medi del fattore di <i>sharing</i> b nel biennio 2023	» 535
FIG. 6.22	Composizione media dei costi PEF nel 2023 (in %)	» 536
FIG. 6.23	Composizione media dei costi di gestione nel 2023 (in %) – dettaglio per componente	» 536
FIG. 6.24	Distribuzione delle proposte tariffarie per livello delle entrate tariffarie relative al 2023	» 537
FIG. 6.25	Entrate tariffarie medie unitarie 2023 per macro-area – dettaglio per componente	» 538
FIG. 6.26	Distribuzione geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie	» 540
FIG. 6.27	Schemi regolatori selezionati dagli Enti territorialmente competenti (predisposizioni approvate dall'Autorità)	» 542
FIG. 6.28	Valori medi b e ω (predisposizioni approvate dall'Autorità)	» 544



CAPITOLO

1



**CONTESTO
INTERNAZIONALE
E NAZIONALE**

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Rispetto al recente passato, valutazioni e previsioni del Fondo monetario internazionale dell'aprile 2024 rendono un quadro più ottimista circa le prospettive dell'economia mondiale, nonostante la guerra Russia-Ucraina e un Medio Oriente più instabile per effetto dello scoppio delle ostilità fra Hamas e Israele, con l'entrata dell'esercito di Tel Aviv nella striscia di Gaza e le conseguenti difficoltà dei commerci attraverso Suez, a causa degli attacchi alle navi dei ribelli Houti. L'attacco militare dell'Iran direttamente contro Israele del 14 aprile 2024 è stato privo di conseguenze.

In effetti, per il biennio 2024-2025 è attesa una crescita media mondiale del 3,2%, del resto analoga a quella già registrata nel 2023, contro previsioni dell'aprile 2023 del 2,8% per il 2023 e del 3% per il 2024. Sembra dunque definitivamente rientrato il pericolo di stagflazione (stagnazione e contemporanea inflazione) paventato da diversi economisti, ancora a fine 2022.

Per il complesso delle economie avanzate lo sviluppo è atteso all'1,7% nel 2024 e all'1,8% nel 2025. Ma occorre rimarcare le differenze, anche consistenti, che si stanno creando sulle due sponde dell'Atlantico, per il triennio 2023-2025.

Infatti, il consuntivo 2023 ha visto la crescita americana al 2,5% contro uno 0,4% dell'Area euro; l'esercizio 2024 già in corso dovrebbe chiudersi con uno sviluppo USA del +2,7% e un +0,8% dell'Area euro. Solo il 2025 dovrebbe riportare i rispettivi tassi di sviluppo a medesimi ordini di grandezza: +1,9% per gli USA e +1,5% per l'Area euro. L'Unione europea, e in particolare l'Area euro, sta in effetti pagando quasi per intero gli effetti del conflitto Russia-Ucraina, anche a seguito della scelta di rifornirsi, per ritorsione politica contro Mosca, di prodotti energetici da fornitori più lontani, rispetto alla Federazione Russa, e quindi più costosi.

Ma al di là delle ragioni contingenti, a pesare sulla scarsa reattività dell'economia europea alla crescita mondiale rispetto agli USA, contribuisce anche la deindustrializzazione del Vecchio Continente in atto da tempo, che porta le compagnie europee a investire sempre di più in Asia o negli USA dove minore è l'incidenza degli oneri fiscali, burocratici e ambientali.

Del resto, gli USA, oltre a poter contare sul poderoso e ultra-consumista mercato interno, sull'estrema flessibilità della propria economia reale e a essere anche la capitale finanziaria e valutaria del mondo, si trovano anche in una favorevole posizione geografica (al centro dei bacini economici dell'Atlantico e dell'area Asia-Pacifico), con abbondanti risorse naturali interne, prima fra tutte quella energetica.

Se il peso dell'Area euro si limita ormai all'11,7% del PIL mondiale, le altre aree di potenziali contatti commerciali USA hanno ormai tutt'altro peso: al 33,4% dell'Asia in via di sviluppo (Cina e India comprese) si aggiunge il 3,7% del Giappone e il 7,3% dell'America Latina. Tali aree, economicamente assai dinamiche, pesano ancora di più sulla popolazione mondiale: complessivamente con il 57,6%.

In effetti, nel triennio 2023-2025 i tassi di crescita di PVS Asiatici, Cina, India e Asean-5 sono di gran lunga i più alti del mondo: 4,1%-7,8%. Più moderati i tassi di sviluppo di America Latina e Caraibi (2%-2,5%), ma comunque assai superiori a quelli europei.

L'Africa sub-sahariana, pur partendo da un peso limitato sul PIL mondiale (3,1%), sta crescendo del 2%-2,5%, ritmo del tutto insufficiente per permettere l'uscita dall'endemica povertà di questa area geografica.

Da notare che le politiche sanzionatorie contro la Federazione Russa non stanno avendo effetti dirompenti: il 2023 si è chiuso per Mosca con un PIL in aumento del 3,6% e il 2024 dovrebbe registrare un +3,2%. Solo nel 2025 è previsto un rallentamento all'1,8%, crescita comunque ancora superiore a quella dell'Area euro.

TAV. 1.1 Tassi di crescita dell'economia mondiale (valori percentuali)

PAESI E AGGREGATI	2019	2020	2021	2022	2023	PREVISIONE APRILE 2024	
						2024	2025
Mondo	2,8	-2,7	6,5	3,5	3,2	3,2	3,2
Economie avanzate	1,8	-3,9	5,7	2,6	1,6	1,7	1,8
Stati Uniti	2,5	-2,2	5,8	1,9	2,5	2,7	1,9
Unione europea^(A)	2,0	-5,5	6,1	3,6	0,6	1,1	1,8
Area euro	1,6	-6,1	5,9	3,4	0,4	0,8	1,5
Giappone	-0,4	-4,1	2,6	1,0	1,9	0,9	1,0
Federazione Russa	2,2	-2,7	6,0	-1,2	3,6	3,2	1,8
Paesi asiatici in via di sviluppo	5,2	-0,5	7,7	4,4	5,6	5,2	4,9
Cina	6,0	2,2	8,4	3,0	5,2	4,6	4,1
India	3,9	-5,8	9,7	7,0	7,8	6,8	6,5
Asean-5^(B)	4,8	-3,4	3,4	5,5	4,1	4,5	4,6
America Latina e Caraibi	0,2	-7,0	7,3	4,2	2,3	2,0	2,5
Medio Oriente e Asia Centrale	1,7	-2,4	4,5	5,3	2,0	2,8	4,2
Africa sub-sahariana	3,2	-1,6	4,7	4,0	3,4	3,8	4,0

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

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

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2024.

La buona *performance* mondiale dell'economia reale, migliore delle attese anche solo di un anno fa, contribuisce a contenere l'inflazione a livello globale. All'inflazione complessiva mondiale del 6,8% del 2023 si prevede seguirà il 5,9% nel 2024 e un ulteriore calo al 4,5% nel 2025.

Le politiche, per quanto restrittive, non hanno limitato più di tanto le *performance* delle borse mondiali, con il Dow Jones salito da 36,2 mila punti a inizio 2022 a 39,8 mila punti a fine marzo 2024, nonostante la compresenza dei due conflitti citati.

Ma il calo generalizzato dell'inflazione è dovuto anche al raffreddamento dei prezzi dell'energia, e in particolare del petrolio, con la quotazione media annuale del Brent scesa da 99 \$/bbl nel 2022 a 82 \$/bbl nel 2023. Nuove tensioni su tale fronte potrebbero invertire il *trend* al ribasso dell'inflazione mondiale.

Un altro motivo del rallentamento dei prezzi mondiali è collegato alla crisi interna del mercato immobiliare cinese, assai più lunga e pesante delle aspettative iniziali. Tale crisi si sta ripercuotendo sulla domanda interna, diminuendo anche le importazioni e lasciando più merci cinesi disponibili all'esportazione. I prezzi delle esportazioni di Pechino sono in effetti diminuiti, alleggerendo così l'inflazione mondiale. Ma in prospettiva ciò potrebbe innescare di nuovo gli attriti commerciali con gli USA, soprattutto dopo le elezioni presidenziali americane di novembre, a prescindere dal risultato.

Le politiche restrittive hanno però provocato l'aumento del saggio di interesse reale mondiale (di lungo termine) che in futuro peserà non poco sui paesi indebitati e, in particolare, sui PVS. Tale saggio reale è aumentato dal -5% del 2022 al -1,3% del 2023. Nel 2024 ha assunto valore positivo all'1% e nel 2025 è destinato a salire ulteriormente all'1,5%.

Ciò determinerà non solo un aumento del debito pubblico, ma anche maggiori restrizioni al credito privato e d'impresa e, quindi, all'acquisto di beni durevoli quali beni strumentali, elettrodomestici, automobili e immobili per abitazione o a destinazione economica. Salirà, col debito pubblico, anche il rischio di aumento della pressione fiscale. Se tale pressione, oltre che sui consumi, dovesse abbattersi anche sui redditi d'impresa, si avrebbe un conseguente rallentamento delle attività produttive e commerciali.

Mercato internazionale del petrolio

Il mercato petrolifero mondiale ha raggiunto un alto grado di maturità nel 2023. In particolare, i prezzi della più importante *commodity* dell'economia mondiale sono rimasti relativamente stabili, intorno agli 85 \$/bbl, nonostante il nuovo record di domanda e tre conflitti che minacciano la regolarità delle esportazioni: la guerra in Ucraina, condotta dal 24 febbraio 2022 dalla Russia, uno dei tre grandi produttori ed esportatori di petrolio; la guerra di Gaza, iniziata il 7 ottobre 2023, anniversario della guerra di 50 anni prima che innescò il primo devastante *shock* petrolifero del 1973; gli attacchi dei ribelli Houti del Mar Rosso, intensificatisi nel gennaio 2024, con l'appoggio dell'Iran, che hanno portato a un crescendo di schermaglie con Israele, culminate il 14 aprile 2024 nel primo scontro militare diretto fra i due Paesi. Di fronte a queste tensioni politiche e militari, il mercato è rimasto stabile, grazie a fondamenta solide e a meccanismi di mercato nettamente più efficienti di quelli del passato.

Da una parte, la domanda continua la sua crescita inarrestabile e raggiunge nel 2023 un nuovo picco a poco meno di 102 milioni di barili (Tav. 1.2), con un incremento superiore ai 2 milioni di barili/giorno, variazione annuale raramente verificatasi in passato. Dall'altra, l'offerta segue spedita l'espansione della domanda, con un'abbondanza di nuovi progetti che, per il momento, allontanano i rischi di carenza di investimenti per i prossimi anni.

Ne è risultato un prezzo del greggio di 82,2 \$/bbl, in calo rispetto ai 99 \$/bbl dell'anno precedente e ancora lontano dalla soglia dei 100 \$/bbl su cui aveva oscillato fino al 2014.

Domanda e offerta

La stabilità dei prezzi è stata ottenuta soprattutto come conseguenza di una domanda della Cina meno brillante del passato, che ha visto un rallentamento rispetto ai ritmi di crescita nell'ordine del 5% registrati negli anni 2000 e ora scesi verso il 2%, variazione più in linea con quella delle economie mature dell'Occidente. Il passaggio della Cina verso una struttura economica e industriale meno *energy intensive* rappresenta un cambiamento strutturale, atteso e in linea con quanto accaduto in passato ad altri Paesi, ma si sta manifestando con maggiore velocità e, pertanto, con qualche maggiore incertezza. Infatti, sono evidenti anche i timori di una caduta delle attività di base dell'economia cinese che pesano sui consumi e sulle aspettative dei prezzi. Il settore delle costruzioni è in crisi e quello delle infrastrutture incontra seri ostacoli verso gli obiettivi fissati dalla politica pianificatrice di Pechino. Tutto ciò rallenta la crescita ma non la inverte e, infatti, i consumi raggiungono comunque un nuovo picco a 16,46 milioni di barili/giorno, con un incremento nel 2023 pari a 1,7 milioni di barili/giorno, mentre per il 2024 ci si attende una frenata (a motivo di aspettative ribassiste sui prezzi). Nel resto dell'Asia, l'area mondiale di maggiore incremento dei consumi, manca ancora chi possa essere il sostituto della Cina, con l'India che sta ancora affrontando problemi interni e le altre economie che sono ancora troppo periferiche.

Sempre sul lato della domanda, permane stabile quella dell'America, ferma sopra ai 25 milioni di barili/giorno, per effetto di dinamiche strutturali negli Stati Uniti. Nonostante ritmi di crescita dell'economia intorno al 3%, i consumi petroliferi del Paese più energivoro del mondo rimangono fermi intorno a 20 milioni di barili/giorno. Si tratta di un miglioramento dell'efficienza del sistema statunitense solo in parte dovuto all'elettrificazione dei trasporti, mentre pesano maggiormente i cambiamenti nelle abitudini di mobilità degli americani dopo la pandemia del 2020, con un maggiore ricorso al telelavoro. Importante rimane anche il miglioramento dell'efficienza dei motori tradizionali.

TAV. 1.2 Domanda mondiale di petrolio dal 2019 al 2023 e previsione per il 2024 (in milioni di barili/giorno)

PAESI E AGGREGATI	2019	2020	2021	2022	2023	PREVISIONE 2024
Paesi OCSE	47,7	42,0	44,8	45,68	45,75	45,69
America ^(A)	25,4	22,4	24,3	24,79	25,03	25,04
Europa ^(B)	14,3	12,4	13,1	13,51	13,40	13,34
Asia-Oceania ^(C)	7,9	7,2	7,4	7,38	7,32	7,31
Paesi non OCSE	52,9	49,5	52,8	54,04	56,21	57,47
Russia e altri paesi CSI	4,7	4,6	4,9	4,93	4,93	4,87
Europa	0,8	0,7	0,8	0,80	0,80	0,81
Cina	14,1	14,2	15,4	14,74	16,46	17,00
Altri Asia	14,1	12,7	13,4	14,08	14,39	14,86
America Latina	6,3	5,5	5,9	6,24	6,37	6,41
Medio Oriente	8,8	8,1	8,5	8,92	8,94	9,10
Africa	4,1	3,8	4,0	4,33	4,32	4,42
TOTALE MONDO	100,6	91,5	97,7	99,72	101,96	103,16

(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, Nuova Zelanda, Israele.

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

Nel complesso, la domanda globale continua, dopo l'interruzione a causa della pandemia del 2020, a registrare nuovi record ogni anno, contrariamente alle previsioni prevalenti relative al raggiungimento di un picco a breve, con successiva inversione. L'alternativa al petrolio nei trasporti viene confermata come estremamente difficile, siano i biocarburanti oppure il vettore elettrico. Il 97% della domanda di energia del settore trasporti è fatto con i derivati del petrolio, dalla benzina per le auto, al gasolio per i camion, dal cherosene per gli aerei al bunker per le grandi navi container, senza dimenticare i più marginali, ma non meno importanti, lubrificanti per i motori o bitumi per gli asfalti. Con un'economia globale che, pur con crisi geopolitiche, sarà sempre più interconnessa, si prevede che i trasporti continueranno a salire, spingendo sui consumi di petrolio; per tale ragione è prevedibile che il raggiungimento del picco di domanda non si verificherà nel breve periodo e, in ogni caso, nel prossimo decennio.

TAV. 1.3 *Produzione mondiale di petrolio dal 2019 al 2023 e previsione per il 2024 (in milioni di barili/giorno)*

PAESI E AGGREGATI ^(A)	2019	2020	2021	2022	2023	PREVISIONE 2024 ^(E)
Paesi OCSE	28,7	28,0	28,2	29,3	31,1	31,8
Americhe	24,8	23,9	24,3	25,6	27,4	28,1
Europa	3,4	3,6	3,4	3,2	3,2	3,2
Asia-Oceania	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Paesi non OCSE	31,8	30,3	30,5	31,0	38,1	38,6
Russia e altri paesi CSI	14,6	13,5	13,8	13,9	13,8	13,5
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4
Resto Asia	3,3	3,0	2,9	2,7	2,7	2,6
America Latina	5,3	5,3	5,3	5,6	6,2	6,7
Medio Oriente	3,0	3,0	3,1	3,2	3,1	3,1
Africa	1,5	1,4	1,3	1,3	2,5	2,5
Guadagni di raffinazione	2,4	2,1	2,3	2,3	2,4	2,4
Biocarburanti ^(B)	2,8	2,7	2,8	2,9	3,1	3,3
Totale non OPEC	65,6	63,1	63,8	65,5	69,2	70,4
Totale OPEC^(C)	35,0	30,8	31,6	34,4	32,9	33,5
Greggio	29,6	25,7	26,4	29,1	27,5	28,0
- Gas liquidi	5,3	5,1	5,2	5,3	5,5	5,5
TOTALE MONDO	100,6	93,9	95,3	99,9	102,1	103,8
Variazione scorte^(D)	0,0	2,3	-1,2	-0,4	0,0	0,0

(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 Nomisma Energia – NE.

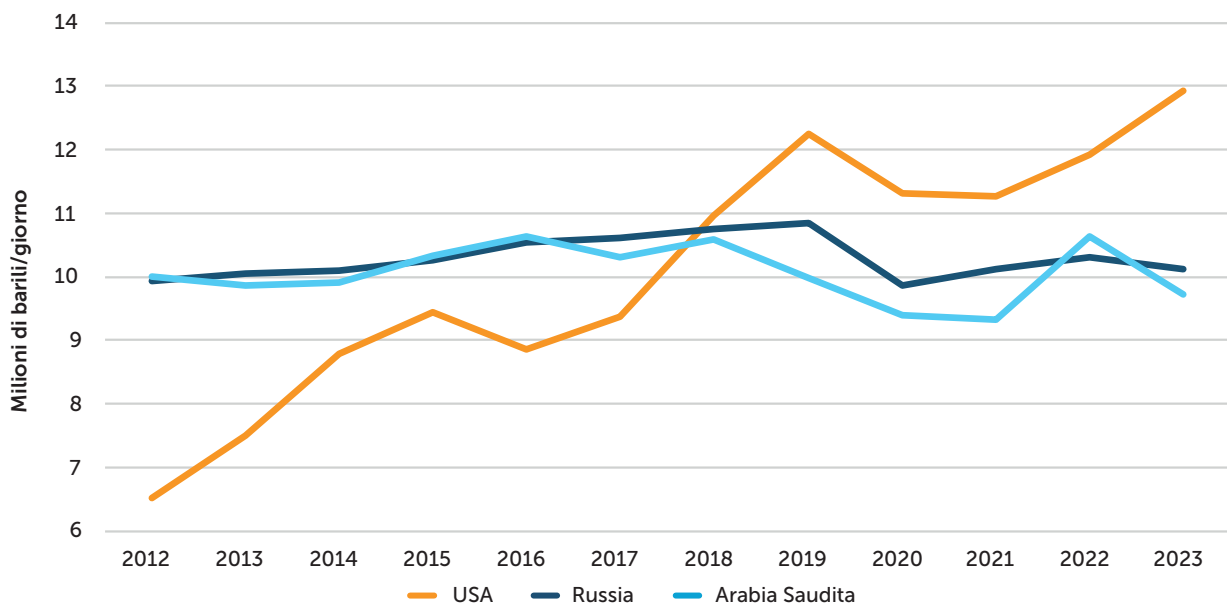
Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2024.

A fronte del sensibile aumento della domanda, la produzione globale ha seguito la crescita con altrettanto vigore e ha contribuito in maniera decisiva a mantenere stabili le quotazioni, nonostante le tensioni geopolitiche

del Medio Oriente, dove si concentra la gran parte delle riserve di greggio e delle esportazioni di petrolio e di prodotti.

L'OPEC e il gruppo degli altri produttori guidati dalla Russia, tutti insieme nell'aggregato OPEC+, hanno comunque contribuito alla stabilità dei mercati, considerato il parziale successo della politica di contenimento della produzione volta a sollevare le quotazioni, ma anche il fatto che, nonostante il conflitto e le sanzioni, la Russia abbia potuto continuare a esportare in misura sostenuta nel corso dell'intero anno 2023. L'embargo dei Paesi occidentali sulle esportazioni petrolifere russe ha avuto come effetto che i quantitativi che Mosca esportava in Europa sono stati dirottati verso l'India e la Cina, liberando volumi dal Medio Oriente per l'Europa e non modificando, diversamente da quanto temuto, la tendenziale crescita dell'offerta.

FIG. 1.1 Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori



Fonte: U.S. Energy Information Administration.

La produzione è salita soprattutto grazie all'attività mineraria a monte dell'industria che ha portato al completamento di nuovi grandi progetti fuori dal Medio Oriente. Una tendenza di carattere strutturale, che aiuta il mercato petrolifero a trovare maggiore stabilità, lontano dall'instabilità politica generata nel Medio Oriente. Cresce ancora in maniera sostenuta la produzione statunitense da greggi non convenzionali, con un ritmo ormai regolare di oltre un milione di barili/giorno ogni anno, sia nel 2022 che nel 2023. Si riteneva che la maggiore disciplina finanziaria che negli ultimi anni caratterizza i produttori americani, i *frackers*, potesse portare a una frenata della crescita, o, addirittura, a un calo. Invece, l'industria continua a investire e a ottenere nuove estrazioni anche grazie alla semplice riduzione dei costi di produzione che, nei casi più complessi, vengono indicati al massimo a 40 \$/bbl. Questa condizione strutturale del mercato petrolifero americano, che rimane anche quello con i consumi più alti, aiuta a disegnare scenari di maggiore stabilità dei prezzi del greggio nel lungo periodo. Gli effetti positivi si estendono anche al mercato del gas considerato che, come da tradizione dell'industria, con il petrolio viene sempre prodotto molto gas associato che, nella fase *upstream*, rimane una sorta di sottoprodotto ma negli USA trova destinazione nell'abbondante capacità di esportazione di GNL anche quando i suoi prezzi sono bassi.

Nuove produzioni di petrolio sono arrivate dal Sud America, in particolare da Brasile e Nuova Guyana, confermando come i bacini in mare aperto in acque profonde delle due sponde del Sud Atlantico siano particolarmente ricchi di riserve, sia sul fronte americano che su quello africano. Giungono ora a completamento quei grandi investimenti che per anni avevano rappresentato una frontiera difficile, ma sui quali le compagnie occidentali hanno investito e innovato e ora possono incassare rilevanti entrate finanziarie con redditività relativamente alta. Peraltro, le riserve di queste zone si confermano ancora abbondanti per i prossimi anni, prospettiva che, di nuovo, aiuta a contenere le aspettative rialziste.

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

PAESI	2022					2023				
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA
Arabia Saudita	10,2	10,4	10,9	10,6	10,5	10,4	10,1	9,0	8,9	9,6
Iraq	4,3	4,4	4,5	4,5	4,4	4,3	4,1	4,3	4,3	4,3
Emirati Arabi Uniti	3,1	3,3	3,5	3,4	3,3	3,4	3,3	3,2	3,2	3,3
Iran	2,5	2,5	2,5	2,6	2,5	2,7	3,0	3,1	3,2	3,0
Kuwait	2,6	2,7	2,8	2,7	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6
Nigeria	1,3	1,2	1,0	1,1	1,2	1,3	1,1	1,2	1,3	1,2
Libia	1,1	0,8	1,0	1,2	1,0	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2
Algeria	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0
Venezuela	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Congo	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gabon	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Guinea Equatoriale	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
TOTALE OPEC	28,5	28,7	29,6	29,4	29,1	28,3	27,8	26,8	27,1	27,5
Altri OPEC+	22,4	21,5	21,9	22,2	22,0	23,5	23,1	23,0	23,1	23,2
TOTALE OPEC+	50,9	50,2	51,4	51,6	51,1	51,8	50,9	49,8	50,2	50,7

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

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

PAESI	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
Arabia Saudita	12,00	12,22	12,20	12,20	2,79	2,21	1,70	2,57
Iran	3,70	3,80	3,80	3,80	-	1,30	-	-
Iraq	4,95	4,82	4,70	4,71	0,85	0,54	0,30	0,46
Emirati Arabi Uniti	3,45	4,03	4,10	4,17	0,59	1,15	0,90	0,95
Kuwait	2,86	2,78	2,80	2,80	0,44	0,23	0,10	0,22
Nigeria	1,80	1,53	1,40	1,34	0,31	0,32	0,10	0,12
Libia	1,25	1,23	1,20	1,20	0,90	0,18	0,00	0,08
Algeria	1,05	0,99	1,00	1,00	0,15	0,02	0,00	0,03

(segue)

PAESI	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
Congo	0,35	0,29	0,30	0,30	0,05	0,01	0,00	0,00
Gabon	0,22	0,21	0,20	0,20	0,02	-0,01	0,00	0,00
Guinea Equatoriale	0,12	0,12	0,10	0,10	0,01	0,02	0,00	0,00
Venezuela	0,70	0,81	0,80	0,80	0,19	0,01	0,10	0,03
TOTALE	33,90	34,00	33,80	32,62	6,48	6,00	3,30	4,46

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, 2023.

Con la crescita della produzione fuori dal cartello OPEC e con una domanda rallentata, la capacità produttiva inutilizzata all'interno dell'OPEC si espande a 4,46 milioni di barili/giorno nel 2023 (Tav. 1.5); nel 2024 dovrebbe raggiungere i 5 milioni di barili/giorno. Si tratta di un livello molto alto che ha contenuto le spinte rialziste nel corso del 2023 e che, nel 2024, dovrebbe pesare ulteriormente al ribasso. Storicamente, quando la capacità produttiva inutilizzata sale verso i 5 milioni di barili/giorno, i prezzi sono segnati da debolezza.

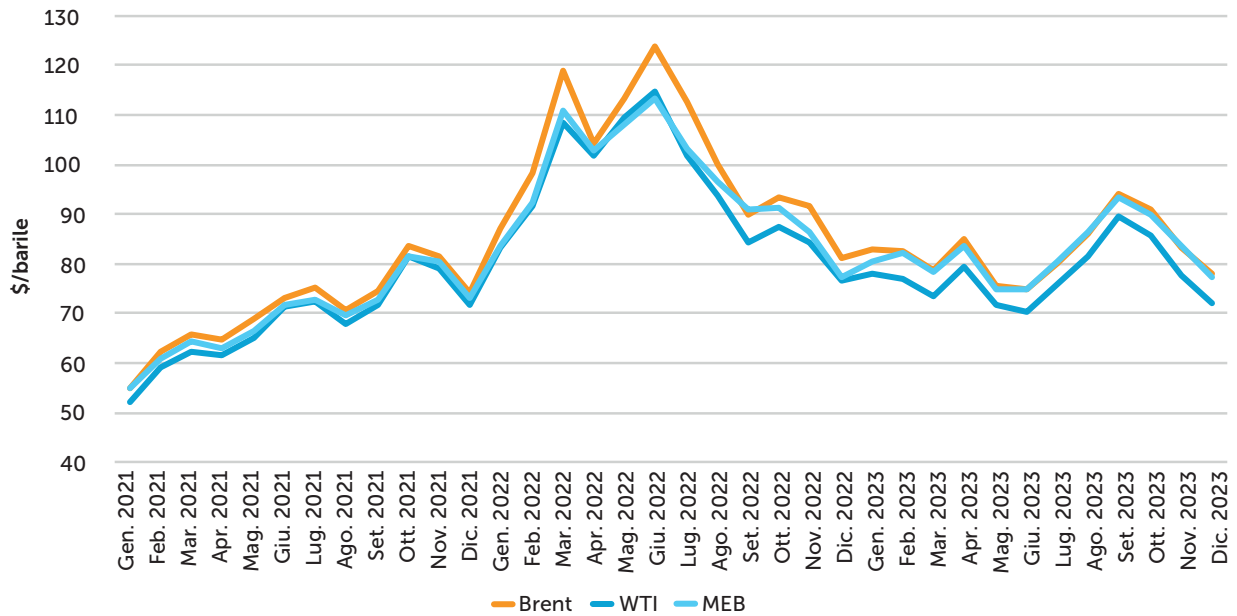
Prezzi dei greggi

Dopo avere superato la soglia dei 100 \$/bbl nel 2022, il prezzo medio del Brent per il 2023 è ridisceso verso gli 80 \$/bbl, sorprendendo per debolezza, considerate le premesse, a fine 2022, di potenziale scarsità (Fig. 1.2). La soglia dei 100 \$/bbl, che sembrava facilmente raggiungibile, si è allontanata nel 2023, e anche nel 2024 sembra difficile che i prezzi possano tornare a quei livelli. Fino al 2014 sembrava che le quotazioni non potessero più scendere sotto tale soglia. È stata sempre la produzione degli USA, con il boom della produzione da fratturazione idraulica prima del 2014, a portare i prezzi di nuovo abbondantemente sotto i 100 \$/bbl. Con il conflitto Russia-Ucraina, le previsioni erano di un ritorno verso i picchi toccati nel luglio del 2008 di 140 \$/bbl.

La crescita della produzione, come spiegato, è stata la ragione prima del contenimento dei prezzi, ma, approfondendo l'analisi, la sua costante salita è riconducibile a costi bassi che da sempre contraddistinguono questa industria, con rendite minerarie altissime non riscontrabili in altri mercati di *commodity*, né industriali né alimentari. Le aree di maggiore produzione, quelle del Medio Oriente, hanno costi di produzione che raramente superano i 5 \$/bbl e ciò spiega anche le enormi entrate finanziarie dei Paesi dell'area, spesso investite in maniera poco efficiente.

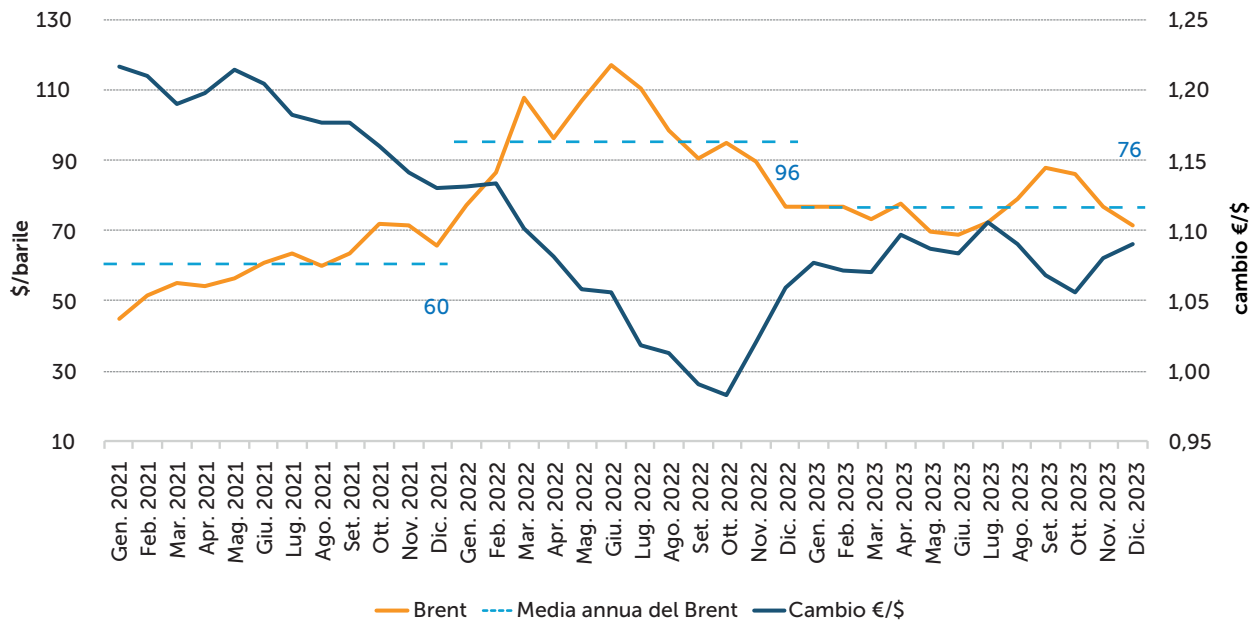
Da anni il mercato petrolifero internazionale, nel suo percorso verso una maggiore efficienza, si affida, nella formazione dei prezzi, alle borse a termine, in particolare l'ICE (*Intercontinental Exchange*) di Londra e il NYMEX (*New York Mercantile Exchange*) quotato dal CME (*Chicago Mercantile Exchange*). L'interrelazione con i mercati fisici è sempre molto stretta, quasi sovrapposta, non più contrapposta, come era nei primi anni del loro avvio, negli anni '80. La *commodity* petrolio, con i suoi derivati, si conferma di gran lunga la più importante al mondo e la finanza, che ruota intorno alle sue borse, contribuisce ad aumentarne l'efficienza.

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.

Rimangono alcuni problemi fisici della produzione dei singoli greggi e della loro significatività per tutti i mercati al consumo. Per anni, la principale criticità è stata rappresentata dalla caduta della produzione del Brent del Mare del Nord, che dal grande giacimento a nord delle Shetland in Scozia, scoperto alla fine degli anni '60, era ormai azzerata dal 2021. Nel tempo questa produzione era stata sostituita da quella di altri giacimenti, come il Forties, l'Ekofisk, ma anche questi ultimi hanno successivamente registrato una riduzione. Dal 2023 è stato introdotto

nel sistema, con consegna fisica nell'area di Rotterdam, il greggio americano WTI (*West Texas Intermediate*). Il passaggio ha portato maggiore efficienza, grazie ai meccanismi di copertura e integrazione con gli strumenti finanziari delle borse a termine. Quel che è opportuno sottolineare è che la produzione americana, una volta in declino, dopo 20 anni di forte crescita ha permesso di aumentare i volumi di esportazione e ora contribuisce in maniera decisiva ai meccanismi di formazione dei prezzi di tutto il mondo, Europa inclusa.

Mercato internazionale del gas naturale

Nel 2023 i mercati del gas naturale hanno mostrato segnali di riequilibrio dopo un periodo di *shock* successivi, con i prezzi *spot* del gas che sono saliti dai minimi record del 2020, durante la pandemia di Covid-19, ai massimi senza precedenti del 2022, nel contesto della crisi energetica in Europa. I prezzi *spot* del gas hanno registrato un notevole calo dovuto principalmente a due inverni miti consecutivi, pur rimanendo superiori alle medie storiche. Questo calo dei prezzi ha sostenuto la crescita della domanda di gas naturale, con molti Paesi che, ancora una volta, hanno favorito il gas naturale rispetto ad altre fonti energetiche. La produzione globale di gas naturale è aumentata di conseguenza per soddisfare la crescente domanda e il commercio globale di GNL ha continuato la sua traiettoria ascendente, con la messa in servizio di nuova capacità di rigassificazione di GNL che ha raggiunto un livello record. Inoltre, si è registrato un aumento significativo dei contratti di GNL a lungo termine spinto dalla volontà degli acquirenti di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. I mercati del gas naturale potrebbero essere influenzati in modo significativo dalla messa in servizio di nuovi impianti di liquefazione del GNL, con una potenziale pressione al ribasso sui prezzi *spot* del gas. La COP28 del novembre 2023 ha riconosciuto il ruolo che i combustibili transitori possono svolgere nel facilitare la transizione energetica garantendo al tempo stesso la sicurezza energetica, restituendo quindi al gas naturale un ampio spazio prospettico di mercato.

Domanda di gas naturale

Il 2023 ha visto una contrazione dello 0,69% dei consumi mondiali di gas, scesi da 4.109 a circa 4.095 G(m³) (Tav. 1.6). Dopo la riduzione del 2022, la domanda di Asia Pacifico e Cina è rimbalzata registrando, rispettivamente, +2,9% e +7,4%; si è contratta pesantemente l'Europa (-6,9%) e solo minimamente il Centro e il Sud America (-0,7%). Sono state marginali le crescite di Nord America (+1,1%) e Medio Oriente (+2,1%), come pure quella africana (+3,5%).

Nel complesso dei Paesi OCSE (Tav. 1.7) si rileva una riduzione dei consumi del -2% circa, che segue quella dello 0,7% del 2022; su quest'ultima ha pesato particolarmente la contrazione dell'area OCSE Europa (-12%).

Il calo dei prezzi del gas e la ripresa economica in vari paesi hanno stimolato i consumi nei settori industriale e della produzione di energia. Il clima invernale più caldo del solito ha esercitato pressioni al ribasso sulla domanda di gas, solo parzialmente compensate dalla domanda di gas conseguente al fabbisogno di raffrescamento per le temperature elevate record registrate in molte regioni durante i mesi estivi. Il comparto a maggiore consumo di gas rimane la produzione di energia elettrica, con una quota invariata del 44%, mentre il residenziale si contrae dal 22% al 20% e l'industria dal 18% al 17%.

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

PAESI E AGGREGATI	2020	2021	2022	2023	VARIAZIONE 2022/2023
Africa	161	169	170	176	3,5%
Asia pacifico	834	891	877	902	2,9%
Centro e Sud America	142	153	150	149	-0,7%
Eurasia	584	649	622	631	1,4%
Europa	576	609	524	488	-6,9%
Medio Oriente	547	562	580	592	2,1%
Nord America	1.079	1.091	1.144	1.157	1,1%
TOTALE MONDO^(A)	3.924	4.124	4.067	4.095	0,69%
<i>di cui:</i>					
Paesi OCSE	1.790	1.820	1.806	1.770	-2,0%
Unione Europea	400	415	356	330	-7,3%
Cina	325	367	364	391	7,4%
USA	868	874	919	928	1,0%
Russia	460	516	487	495	1,6%

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

Fonte: ARERA, elaborazione su dati AIE Gas Market Report, AIE Monthly Gas Statistics e Eurostat.

Nel 2023, il consumo di gas nella regione Asia Pacifico è aumentato del 2,9%, superando i 900 G(m³); la Cina ha guidato la crescita, seguita dall'India (con un aumento di 8 G(m³), pari al 13%), per effetto del passaggio dal carbone al gas nella produzione di energia; al contrario, il Giappone e la Corea del Sud hanno registrato un calo, rispettivamente, di 8 e 5 G(m³).

Negli USA la domanda di gas nel settore della produzione di energia è cresciuta del 6,6%, spinta dalla transizione in corso dal carbone al gas e dalla crescente integrazione delle fonti energetiche rinnovabili, che necessitano di una generazione flessibile di elettricità a gas per la stabilità della rete. Nel mix energetico, il gas continua a primeggiare, con una quota del 43%, seguito da nucleare (18%), energie rinnovabili (17%), carbone (16%) e idro-elettrico (6%).

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

AREA DI CONSUMO	2019	2020	2021	2022	2023
OCSE Americhe					
Produzione interna	1.185	1.172	1.208	1.275	1.325
+ Importazioni	119	110	118	122	117
- Esportazioni	208	221	268	281	298
- Variazione scorte	12	8	-7	-10	22
Consumo lordo ^(A)	1.068	1.048	1.059	1.111	1.117
OCSE Asia-Oceania					
Produzione interna	170	170	180	192	190

(segue)

AREA DI CONSUMO	2019	2020	2021	2022	2023
+ Importazioni	172	168	166	160	149
- Esportazioni	100	102	113	116	115
- Variazione scorte	-1	-1	-3	2	2
Consumo lordo ^(A)	237	236	224	226	216
OCSE Europa					
Produzione interna	219	202	194	204	185
+ Importazioni	776	733	737	697	563
- Esportazioni	450	442	414	391	306
- Variazione scorte	20	-13	-23	36	4
Consumo lordo ^(A)	522	507	534	470	437
TOTALE OCSE					
Produzione interna	1.574	1.544	1.582	1.672	1.700
+ Importazioni	1.067	1.011	1.021	979	829
- Esportazioni	758	765	795	788	719
- Variazione scorte	31	-6	-27	28	27
Consumo lordo ^(A)	1.827	1.790	1.820	1.806	1.770

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

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*.

A livello di Unione europea, il 2023 ha visto una nuova flessione dei consumi, di 26 G(m³), pari al 7,3%, influenzata dal clima invernale mite della regione, dal rinnovo delle normative UE su una riduzione volontaria del 15% della domanda di gas e dall'aumento della produzione di energia eolica e solare. La diminuzione è stata guidata principalmente dal settore della produzione di energia, con un calo record nella produzione di energia da combustibili fossili: in particolare, la produzione di gas e di elettricità da carbone è diminuita rispettivamente del 16% e del 27%, mentre la produzione eolica ha registrato un aumento del 13% e ha superato per la prima volta quella a gas. All'interno del mix energetico, le energie rinnovabili detengono la quota maggiore, con il 33%, seguite dal nucleare al 24%, dal gas al 17%, dall'idroelettrico al 13% e dal carbone al 13%. Anche il settore residenziale ha registrato un calo della domanda, come conseguenza del clima invernale mite, mentre il settore industriale ha mostrato segnali di ripresa, spinto dal calo dei prezzi del gas.

Considerando i primi cinque mercati dell'Unione europea (Tav. 1.8), la riduzione dei consumi più importante si è osservata in Francia (-11,7%), in Italia (-11,2%) e in Spagna (-10,2%), mentre per i Paesi Bassi la contrazione è stata del -4,9% e per la Germania del -3,5%.

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

PAESI	2019	2020	2021	2022	2023	VARIAZIONE 2022/2023
Austria	9,3	8,8	9,3	8,2	7,0	-14,6%
Belgio	18,2	18,3	18,3	15,7	14,8	-6,1%
Bulgaria	2,9	3,0	3,4	2,7	2,5	-5,8%

(segue)

PAESI	2019	2020	2021	2022	2023	VARIAZIONE 2022/2023
Cechia	8,7	8,8	9,5	7,6	6,8	-10,1%
Croazia	2,9	3,0	2,9	2,5	2,5	1,4%
Danimarca	2,9	2,8	3,0	2,3	2,3	0,7%
Estonia	0,5	0,4	0,5	0,4	0,3	-9,9%
Finlandia	2,6	2,4	2,4	1,3	1,6	24,5%
Francia	41,6	38,6	40,9	37,0	32,6	-11,7%
Germania	91,8	89,3	93,6	79,3	76,5	-3,5%
Grecia	5,2	5,8	6,4	5,2	4,7	-10,1%
Irlanda	5,4	5,5	5,2	5,3	4,9	-7,9%
Italia	74,3	70,9	76,1	69,5	61,7	-11,2%
Lettonia	1,4	1,1	1,2	0,8	0,8	-4,8%
Lituania	2,2	2,4	2,3	1,6	1,6	-3,9%
Lussemburgo	0,8	0,7	0,8	0,6	0,6	-6,2%
Malta	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3%
Paesi Bassi	44,9	44,1	42,3	33,0	31,4	-4,9%
Polonia	21,3	22,0	23,4	19,4	20,1	3,6%
Portogallo	6,0	6,0	5,8	5,5	4,4	-19,7%
Romania	11,2	11,7	12,1	10,2	9,5	-6,4%
Slovacchia	4,7	4,9	5,5	4,5	4,3	-5,9%
Slovenia	0,9	0,9	1,0	0,8	0,8	-3,6%
Spagna	35,4	31,7	33,6	32,3	29,0	-10,2%
Svezia	1,1	1,1	1,2	0,7	0,8	11,5%
Ungheria	10,2	10,6	11,2	9,5	8,5	-10,9%
Unione europea	406,8	395,2	412,3	356,3	330,4	-7,3%

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics Information* e Eurostat (per Bulgaria, Croazia, Romania, Malta).

In Francia, il consumo di gas nella produzione di energia è diminuito del 41%, da 5,5 G(m³) nel 2022 a 3,2 G(m³) nel 2023, spinto dalla maggiore disponibilità nucleare a seguito di estesi lavori di manutenzione in vari siti di centrali nucleari nel 2022: l'anno 2023 ha visto un aumento sostanziale della produzione di energia nucleare (fonte dominante, con una quota del 68%), da 278 TWh nel 2022 a 319 TWh nel 2023.

La domanda di gas in Italia nel 2023 è stata pari a 61,9 G(m³), in diminuzione di 6,9 G(m³), pari al 10,0%, rispetto al 2022, a causa del calo dei consumi registrato in tutti i principali settori di attività. In particolare, la riduzione della domanda di gas è principalmente attribuibile al settore termoelettrico (-4,10 G(m³); -13,6%) a seguito dell'aumento delle importazioni di energia elettrica derivante dalla ripresa del nucleare francese, della maggiore produzione idroelettrica, della riduzione della domanda elettrica anche per la lenta ripresa del settore industriale, del maggiore peso delle rinnovabili; il settore residenziale e terziario (-2,16 G(m³); -8,6%) ha goduto delle temperature complessivamente più miti rispetto al 2022, oltre che delle azioni di contenimento dei consumi che hanno influenzato i primi mesi dell'anno; il settore industriale (-0,61 G(m³); -5,2%) è stato influenzato, come lo scorso anno, dall'andamento dei prezzi energetici e dall'instabile situazione macroeconomica, con riduzione della pro-

duzione industriale in specifici comparti ad alta intensità energetica. La domanda di gas in termini normalizzati per la temperatura è stimata pari a 63,4 G(m³), vale a dire una diminuzione di 6,0 G(m³) (-8,6%) rispetto al 2022.

Offerta di gas naturale

Nel 2023 la produzione mondiale di gas (Tav. 1.9) è tornata ai livelli del 2021, riguadagnando con un +0,36% il modesto calo dell'anno precedente, sospinta dagli alti prezzi internazionali. La produzione di gas non convenzionale, cresciuta costantemente negli ultimi anni, ha fatto segnare un ulteriore incremento, con una quota sulla produzione globale di gas naturale al 32% (rispetto al 31% dell'anno precedente): il gas non convenzionale rappresenta il 90% circa della produzione statunitense e il 41% circa di quella cinese.

Complessivamente, l'area OCSE ha fatto registrare una crescita della produzione dell'1,7%, a fronte di una riduzione dei consumi del 2%, mentre le importazioni sono diminuite del 15,3% (-150 G(m³)) e le esportazioni dell'8,8%.

In riferimento all'area OCSE Europa, nel 2023 le importazioni sono diminuite del 19,2% a seguito del calo della domanda: in particolare, è proseguito il crollo delle importazioni dalla Russia (-44%), come pure è stato notevole il calo dei flussi da altri Paesi europei (-25%) e dall'Asia (-26%). Sempre in riferimento all'area OCSE Europa, il 46% delle importazioni nel 2023 proviene da Paesi europei, solo il 7% dalla Russia, il 4% dall'Asia e il restante 43% da altri Paesi (USA *in primis*).

Nel 2023 l'Europa ha registrato una notevole diminuzione della produzione di gas naturale, scesa a 215 G(m³): questo calo è dovuto principalmente alla riduzione della produzione dalla Norvegia, dai Paesi Bassi e dal Regno Unito, con diminuzioni rispettivamente di 7 G(m³), 5,5 G(m³) e 4,6 G(m³).

La produzione di gas della Norvegia si è attestata a 126 G(m³), con una riduzione del 5,3%, dovuta principalmente all'estensione della durata della manutenzione nel maxi-giacimento di Troll e nella centrale di trattamento gas di Kollsnes nel Mare del Nord; in particolare, il giacimento di Troll ha registrato una riduzione del 15,5% della produzione. La produzione di gas dei Paesi Bassi è stata di 12,4 G(m³), continuando la sua inarrestabile tendenza negativa; il grande giacimento di Groningen, un tempo il più grande d'Europa, in produzione da 65 anni, ha ufficialmente cessato le operazioni nell'anno. La produzione di gas del Regno Unito è diminuita del 15% attestandosi a 30,9 G(m³). Tra gli sviluppi produttivi in Europa vanno segnalati l'avvio della produzione di gas dal giacimento turco di Sakarya nel Mar Nero, dal giacimento Fenja nel Mare di Norvegia e dal giacimento di gas Cygnus nel Regno Unito.

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

PAESI E AGGREGATI	2020	2021	2022	2023	VARIAZIONE 2022/2023
Africa	240	260	251	253	0,80%
Asia pacifico	622	648	660	670	1,52%
Centro e Sud America	150	148	151	149	-1,32%
Eurasia	866	961	865	830	-4,05%

(segue)

PAESI E AGGREGATI	2020	2021	2022	2023	VARIAZIONE 2022/2023
Europa	230	222	230	215	-6,52%
Medio Oriente	670	692	715	725	1,40%
Nord America	1.145	1.172	1.240	1.285	3,63%
TOTALE MONDO	3.923	4.103	4.112	4.127	0,36%
<i>di cui:</i>					
Paesi OCSE	1.544	1.582	1.672	1.700	1,69%
Unione Europea	56	51	47	38	-19,84%
Cina	189	205	216	230	6,48%
USA	954	984	1021	1061	3,92%
Russia	692	762	672	638	-5,06%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati AIE *Gas Market Report Q2 2023*, AIE *Monthly Gas Statistics* e Eurostat.

Nel 2023 i Paesi dell'UE hanno importato 155 G(m³) di gas via metanodotto, con una diminuzione di 48 G(m³) rispetto ai livelli del 2022: questo calo del 24% è stato principalmente determinato dalla riduzione delle importazioni dalla Russia e dalla Norvegia. Nel 2023, la Norvegia è rimasta il principale fornitore via gasdotto per l'UE, rappresentando il 54% della fornitura totale via gasdotto, mentre l'Algeria ha rappresentato il 19% e la Russia il 17%. Si sono registrati aumenti marginali nella quota di fornitura da parte dei restanti fornitori: l'Azerbaijan è aumentato dal 6% nel 2022 al 7% nel 2023 e la Libia dall'1% al 2%.

Le importazioni mensili di gas via tubo nell'UE sono rimaste sostanzialmente stabili lungo tutto il 2023: nei mesi di gennaio e febbraio, date le elevate scorte di gas nella regione, l'ampia offerta di GNL e la debole domanda invernale, le importazioni di gas da gasdotti si sono ridotte mentre il livello dei flussi è aumentato nei mesi successivi; l'offerta dalla Norvegia ha subito interruzioni impreviste durante l'estate, oltre a quelle per la manutenzione annuale in settembre; infine, nel quarto trimestre, la fornitura di gas attraverso i gasdotti si è mantenuta più stabile. Le importazioni di gas tramite gasdotti da Algeria, Azerbaijan e Libia hanno registrato variazioni marginali durante tutto l'anno: la loro fornitura totale è rimasta pressoché invariata dal 2022.

Per quanto attiene al profilo dell'offerta dalla Norvegia all'UE, l'anno 2023 è stato l'anno con la *performance* più bassa dei cinque anni precedenti, con il tasso medio di esportazioni via tubo che ha raggiunto appena 7,0 G(m³) al mese: negli anni dal 2019 al 2021, erano stati importati dalla Norvegia mediamente 7,3 G(m³) al mese e nel 2022 si è osservato uno sforzo per aumentare la produzione e le esportazioni di gas, che ha portato all'aumento del flusso medio mensile a 7,9 G(m³). Con la messa in servizio del Baltic Pipe nel novembre 2022, la Norvegia ha iniziato le forniture verso la Polonia a scapito del calo verso gli altri cinque Paesi registrato nel 2023.

A partire dal 2023, le uniche esportazioni via gasdotto dalla Russia verso l'UE avvengono attraverso due rotte, quella dal Turkstream e quella attraverso l'Ucraina: il gasdotto dal Turkstream ha rappresentato il 51% del totale dei flussi russi verso l'UE dell'anno e, rispetto all'anno precedente, le esportazioni di gas attraverso questa rotta sono aumentate del 5%.

L'importazione di GNL in Europa è cresciuta del 2,7% rispetto al 2022, raggiungendo i 134,3 G(m³): l'*import* dalle Americhe ha ulteriormente accresciuto la sua quota arrivando al 50% del totale, compensando la contrazione

delle quote dell’Africa (dal 21% al 19%), della Russia (dal 15% al 13%) e del Medio Oriente (dal 15% al 14%), mentre la quota di altre aree è salita dal 3% al 5%.

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

AREA DI PROVENIENZA	2019	2020	2021	2022	2023
America del Nord	113,9	104,6	114,8	116,1	112,7
Asia ^(A)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Europa	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0
Altre aree	4,8	5,0	2,7	5,5	3,9
TOTALE IMPORT AREA: OCSE AMERICHE	118,7	109,6	117,6	121,9	116,6
Oceania	53,4	52,1	48,1	56,1	50,8
Asia ^(A)	65,7	62,6	59,8	56,8	55,4
Europa e Russia	12,4	11,7	12,6	11,9	10,5
Altre aree	40,2	42,0	45,4	34,7	32,7
TOTALE IMPORT AREA: OCSE ASIA-OCEANIA	171,7	168,3	165,9	159,6	149,3
Europa	374,2	354,3	337,6	342,0	256,8
Russia	83,3	93,7	104,3	68,9	38,5
Asia ^(A)	36,8	29,8	22,4	34,2	25,2
Altre aree	282,0	255,4	272,9	252,2	242,8
TOTALE IMPORT AREA: OCSE EUROPA	776,2	733,1	737,3	697,4	563,2

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

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

Tra i maggiori importatori UE di GNL, solo l’Italia ha mostrato un incremento rispetto al 2022: +13,2%, contro forti riduzioni di Paesi Bassi (-35,1%), Francia (-15,5%) e Spagna (-13,9%). In Italia è entrato in funzione il rigassificatore di Piombino, che ha ricevuto 1,1 G(m³) nell’anno.

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.

A chiusura della stagione fredda (al termine della 14^a settimana dell’anno), il volume di gas negli stoccaggi europei ha raggiunto il livello di 60,8 G(m³); più del doppio rispetto ai livelli di 12 mesi prima (28,5 G(m³)): così che la ricostituzione nei successivi mesi fino a novembre è stata agevole, senza impatti sulle dinamiche di mercato, con 111 G(m³) al termine della 44^a settimana dell’anno, superiore di 6 punti percentuali rispetto a un anno prima e, soprattutto, rispetto al 2021 (+34%).

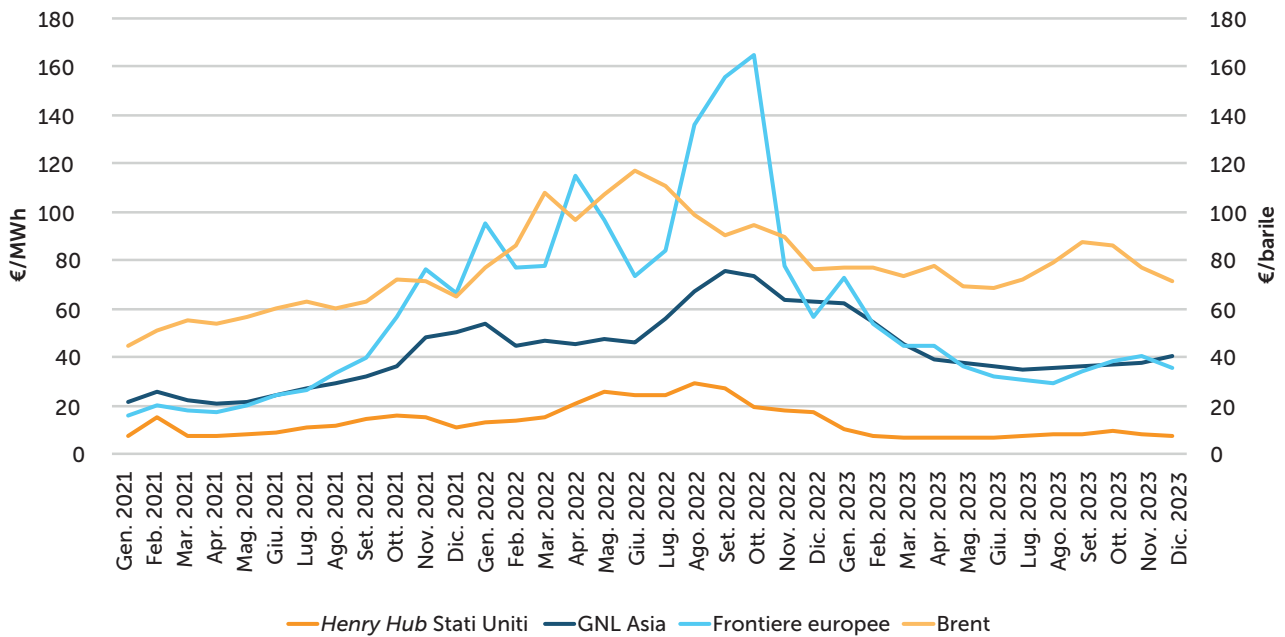
Prezzo del gas

Nel 2023, il prezzo del gas naturale alle frontiere europee è stato 41,2 €/MWh, più che dimezzato rispetto ai 101 €/MWh del 2022 (Fig. 1.4). Si è quasi azzerato il differenziale tra prezzo all’Europa e GNL asiatico, passato da 43 €/MWh dello scorso anno a 30 centesimi del 2023, evidenziando una tendenza alla convergenza tra macro-mercati, innanzitutto quello europeo e quello asiatico, grazie al crescente peso del GNL nel commercio mondiale di

gas. Il prezzo agli *hub* europei non si è scostato da quello alle frontiere: 40,5 €/MWh al TTF, 42,9 €/MWh al PSV e 41,0 €/MWh al THE. Il prezzo al PSV si mantiene superiore a tutti gli altri: 2,4 €/MWh il differenziale tra PSV e TTF.

Il prezzo *spot* del gas dell'*Henry Hub* (HH) è stato in media di 8,0 €/MWh nel 2023, segnando una diminuzione del 64% rispetto alla media del 2022 di 20,9 €/MWh.

FIG. 1.4 Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

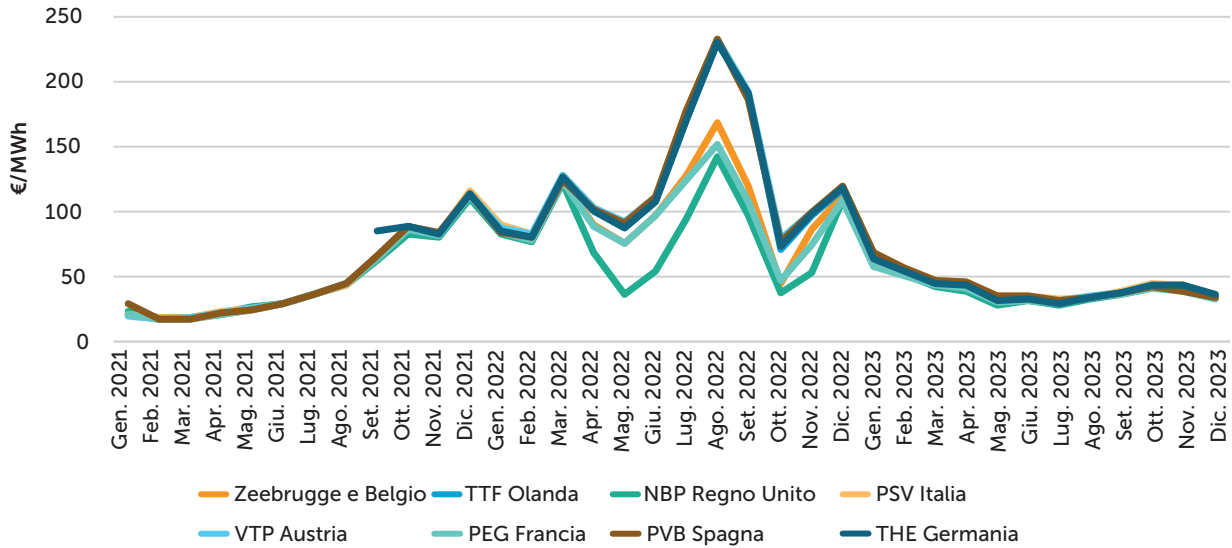
I prezzi *spot* del GNL europeo (SW) sono risultati inferiori di 5,2 \$/MWh rispetto a quelli diretti in Asia, pur con differenziali notevolmente oscillanti, dal minimo di 1 \$ a un massimo di 9 \$ a dicembre.

Nel gennaio 2023, i prezzi degli *hub* europei hanno subito un calo di 55 €/MWh rispetto al dicembre 2022 (Fig. 1.5) a causa di una combinazione di fattori, tra cui condizioni meteorologiche miti, forti consegne di GNL, maggiore produzione eolica e livelli di stoccaggio abbondanti all'interno dell'UE. La diminuzione dell'offerta dalla Norvegia, derivante dalle attività di manutenzione, è stata compensata dai prelievi dallo stoccaggio. Poi, nel febbraio 2023, l'intensificazione dell'invio di GNL e gli sforzi concertati per ridurre il consumo di gas hanno ulteriormente contribuito al ribasso dei prezzi (-9 €/MWh circa).

Nonostante una riduzione delle spedizioni di GNL dalla Francia nel marzo 2023, a causa di uno sciopero durato dal 6 marzo al 19 aprile, che ha colpito tre dei suoi quattro terminali di importazione di GNL e ha comportato la deviazione di più di venti carichi di GNL, i prezzi hanno continuato a diminuire (-9 €/MWh). Nonostante la riduzione della produzione dalla Norvegia e la manutenzione non programmata presso l'impianto GNL di Hammerfest, a causa di un guasto al compressore dal 4 al 27 maggio, i prezzi sono rimasti bassi. A maggio si è registrata un'altra pesante riduzione di 11 €/MWh, il livello più basso da aprile 2021. Tuttavia, giugno 2023 ha visto un minimo aumento dei prezzi *spot* europei, guidato dalle attività di manutenzione sia degli impianti *upstream* che di

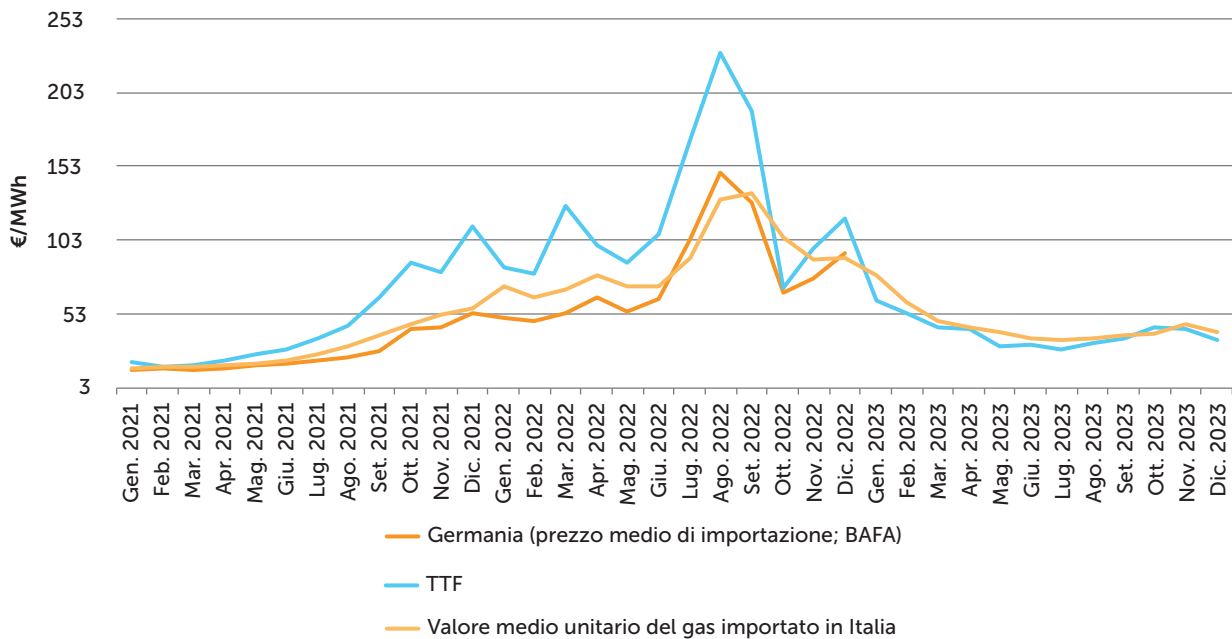
GNL in Norvegia, assieme alla riduzione dell'invio di GNL dalla Francia e alla manutenzione parziale al terminale Sabine Pass negli Stati Uniti. Nel luglio 2023, i prezzi sono diminuiti ancora una volta (-3,5 €/MWh), a causa di un aumento della fornitura di gas dalla Norvegia, oltre a un surplus nel saldo del mercato britannico che ha portato a maggiori flussi attraverso gli interconnettori IUK e BBL.

FIG. 1.5 Prezzo del gas naturale negli hub europei



Fonte: Platts.

FIG. 1.6 Prezzo del gas naturale negli hub europei e prezzi all'importazione

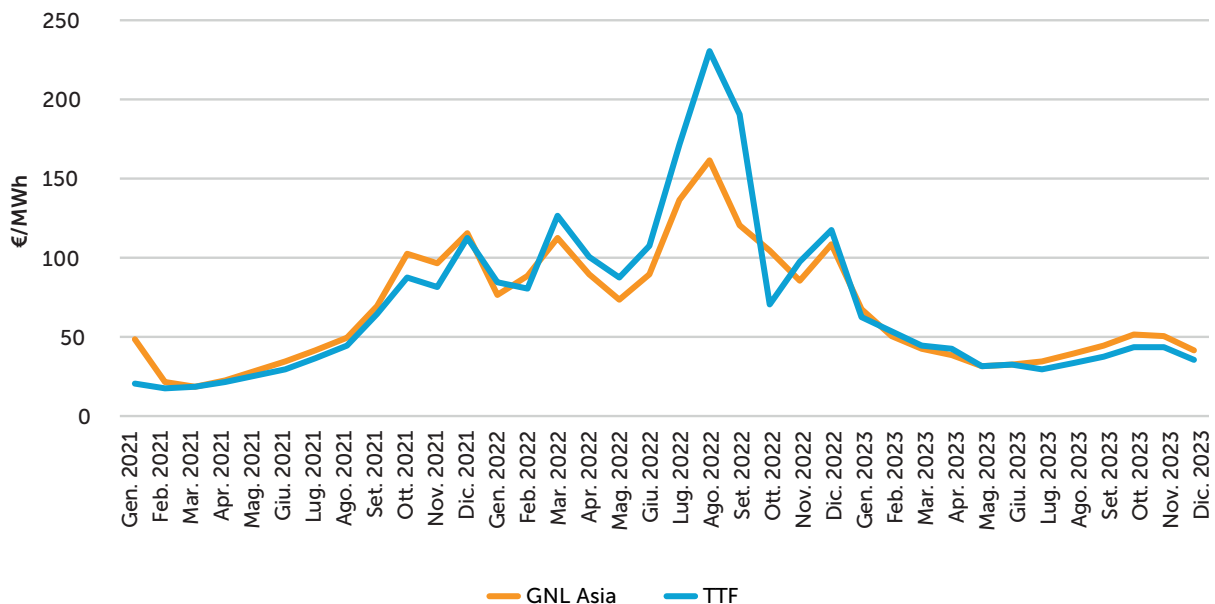


Fonte: Platts e Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

In agosto e in settembre 2023, i prezzi *spot* hanno registrato aumenti (rispettivamente, +4,5 e +3,5 €/MWh), principalmente per effetto delle incertezze sull'offerta correlate allo sciopero dei lavoratori degli impianti di liquefazione del gas naturale in Australia e a un più rigido bilancio del gas nell'Europa nord-occidentale, conseguenza del prolungarsi degli estesi lavori di manutenzione in diversi giacimenti di gas norvegesi.

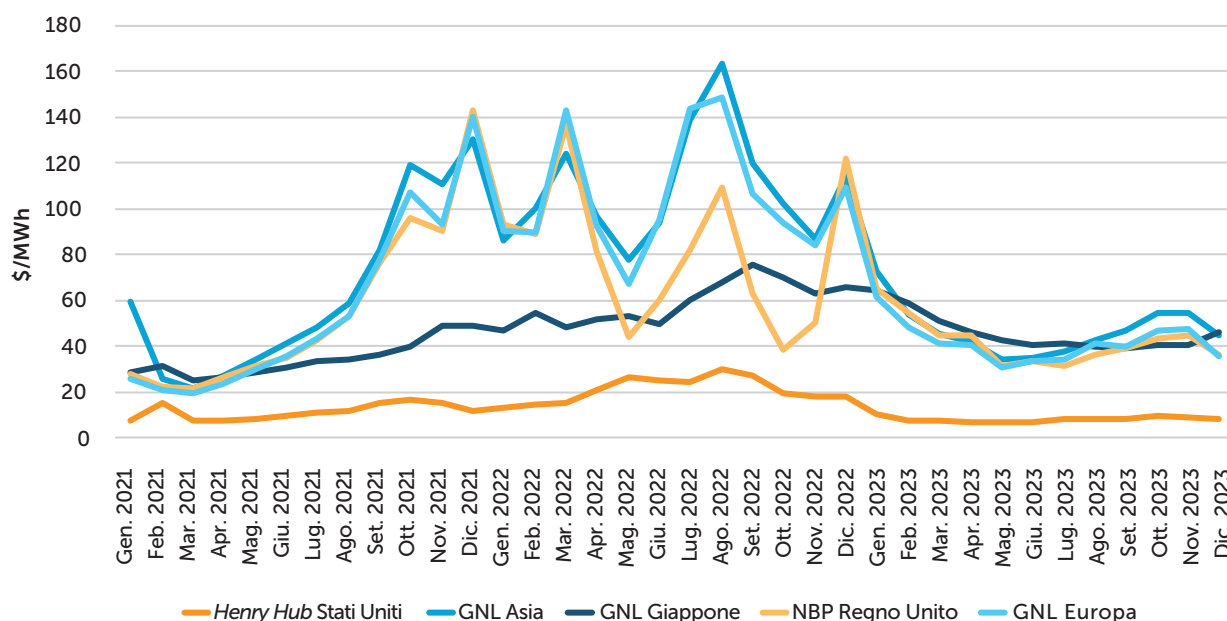
Nell'ottobre 2023, i prezzi sono aumentati bruscamente (+6,3 €/MWh) sia per le tensioni geopolitiche in Medio Oriente, sia, soprattutto, per un nuovo sciopero in Australia, nonché a seguito del danno al Balticconnector tra Finlandia ed Estonia: un afflusso di importazioni di gas dai gasdotti norvegesi, a seguito del completamento della manutenzione annuale in diversi impianti, ha calmierato i prezzi. La chiusura d'anno ha visto i prezzi *spot* al ribasso (in dicembre 35,2 €/MWh al TTF) grazie agli elevati livelli di stoccaggio dell'UE (al 95% della capacità), agli ampi flussi di gas dei gasdotti norvegesi e a una forte offerta di GNL, oltre a temperature più calde della media e velocità del vento elevate che hanno portato a una riduzione della domanda di gas.

FIG. 1.7 Confronto fra prezzo TTF e prezzo GNL spot Asia



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

FIG. 1.8 Prezzi del GNL per aree



Fonte: ARERA, elaborazione su dati *World Gas Intelligence*.

Nel 2023, il prezzo *spot* medio del GNL del Nord-Est asiatico è diminuito del 59%, raggiungendo una media di 46,8 \$/MWh rispetto ai 108,5 \$/MWh del 2022. Nel corso dell'anno, i prezzi *spot* del GNL asiatico hanno seguito da vicino l'andamento dei prezzi degli *hub* europei. Nel primo trimestre del 2023, i prezzi del GNL asiatico sono diminuiti costantemente, poiché temperature stagionali superiori alla norma hanno coinciso con ampie scorte di GNL e una domanda debole. Nel secondo trimestre del 2023, la maggiore disponibilità di energia nucleare in Giappone e Corea del Sud ha esercitato un'ulteriore pressione al ribasso sui prezzi. Tuttavia, all'inizio di maggio, in previsione dell'imminente domanda estiva, è emerso un notevole aumento dell'attività di acquisto, che ha evitato ulteriori cali nonostante i fondamentali deboli del mercato, con prezzi a 34 \$/MWh, che hanno così raggiunto i livelli più bassi da maggio 2021. Nel terzo trimestre del 2023, i prezzi *spot* del GNL asiatico hanno registrato un aumento, stimolati dalla crescente attività di acquisto da parte degli importatori di GNL nel Sud e nel Sud-Est asiatico, con la minaccia di potenziali interruzioni nelle esportazioni di GNL australiano e un aumento della domanda di gas nella termoelettrica correlata alle ondate di caldo verificatesi nell'agosto 2023 in Giappone e Corea del Sud. Nel settembre 2023, i prezzi del GNL asiatico sono aumentati in modo significativo a causa degli scioperi in Australia. Nel quarto trimestre del 2023, sono risaliti sopra i 54 \$/MWh. Nel dicembre 2023, il calo di 10 \$/MWh dei prezzi del GNL asiatico è attribuibile principalmente alla domanda persistentemente bassa nella regione, unita a un'offerta ampia e a livelli elevati di scorte.

La volatilità dei prezzi *spot* nel 2023 sia in Europa che in Asia è stata inferiore dell'80% rispetto al 2022. I prezzi *spot* mensili di *Henry Hub* sono rimasti costantemente al di sotto dei livelli del 2021, con la sola eccezione di gennaio.

Mercato internazionale del GNL

Nel 2023, le esportazioni globali di GNL hanno raggiunto un nuovo picco di 410 Mt, segnando un incremento del 2,8% (11 Mt), con un tasso di crescita decisamente inferiore a quello dell'anno precedente (+4,4%). La ripresa delle esportazioni di GNL è stata spinta da vari fattori, tra cui l'operatività di nuovi progetti GNL, la riduzione della manutenzione non pianificata su alcuni impianti di liquefazione e una maggiore disponibilità di gas di alimentazione in alcuni Paesi. Gli Stati Uniti hanno superato il Qatar diventando il più grande Paese esportatore di GNL a livello mondiale nel 2023, con esportazioni pari a 88 Mt. Il Qatar è scivolato nella seconda posizione, condivisa con l'Australia, con 79 Mt, seguiti da Russia (31 Mt) e Malesia (27 Mt). Il sostanziale aumento delle esportazioni globali di GNL è stato garantito principalmente dagli Stati Uniti, con notevoli contributi da parte di Algeria, Mozambico, Norvegia e Indonesia; al contrario, Egitto, Nigeria e Russia hanno registrato un calo delle esportazioni di GNL.

Per quanto riguarda la distribuzione regionale delle importazioni globali di GNL, l'Asia Pacifico ha mantenuto il suo *status* di maggiore mercato regionale, con una quota di importazione del 64,7%, seguita da Europa (30,3%), America centro-meridionale (2,9%), MENA (sigla che indica il raggruppamento dei Paesi del Medio Oriente e del Nord Africa) (1,8%) e Nord America (0,3%). Rispetto al 2022, l'Asia Pacifico e i Paesi latino-americani hanno registrato un aumento della rispettiva quota di mercato nelle importazioni globali di GNL, anche per effetto della riduzione della quota dell'Europa.

Lo spostamento dei flussi di GNL dall'Asia Pacifico all'Europa, osservato nel 2022, si è interrotto nel 2023. Durante il primo semestre dell'anno, entrambe le regioni hanno fatto osservare aumenti delle importazioni di GNL, con l'Europa che ha registrato un incremento notevolmente maggiore rispetto all'Asia Pacifico; viceversa, nella seconda metà del 2023, si è registrato un aumento delle importazioni di GNL dell'Asia Pacifico, che ha compensato la debolezza delle importazioni in Europa. L'inversione nello spostamento del flusso dall'Asia Pacifico all'Europa è stata indotta dal crescente premio dei prezzi *spot* del GNL asiatico rispetto ai prezzi europei, insieme alla domanda contenuta di GNL in Europa. L'ampliamento del divario di prezzo tra i due mercati ha portato l'Asia Pacifico a rappresentare la destinazione premium per il GNL, in particolare dal Medio Oriente e, in misura minore, dagli Stati Uniti: di conseguenza, si è verificato un parziale reindirizzamento dei flussi commerciali di GNL del Qatar dall'Europa all'Asia Pacifico, influenzato anche da un aumento delle forniture contrattuali di GNL a lungo termine dal Qatar alla Cina. Anche le esportazioni del GNL statunitense verso il mercato dell'Asia Pacifico hanno registrato un aumento significativo durante la seconda metà del 2023 rispetto alle esportazioni verso il mercato europeo.

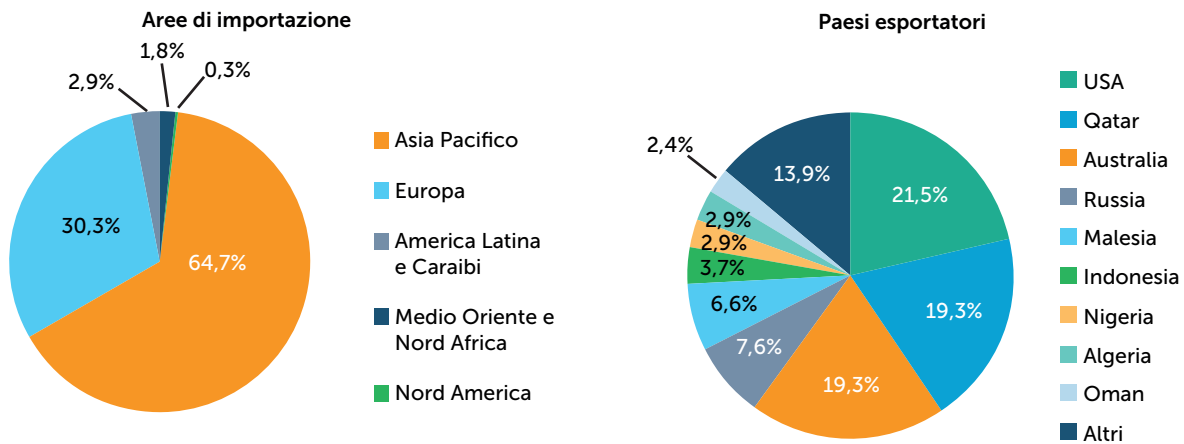
TAV. 1.11 Paesi importatori nell'Unione europea e fornitori di GNL nel 2023 (in Mt)

PAESI IMPORTATORI NELL'UNIONE EUROPEA	QUANTITATIVI IMPORTATI	PAESI ESPORTATORI VERSO L'UNIONE EUROPEA	QUANTITATIVI ESPORTATI
Francia	21,7	USA	44,9
Spagna	18,5	Russia	13,3
Olanda	16,5	Qatar	12,9
Italia	12,2	Algeria	7,1
Belgio	8,5	Nigeria	6,2
Germania	4,8	Norvegia	3,6
Polonia	4,7	Trinidad & Tobago	2,6
Portogallo	3,6	Angola	2,2
Lituania	2,4	Egitto	1,2
Grecia	2,2	Cameroon	0,9
Croazia	2,0	Spagna	0,9
Finlandia	1,4	Perù	0,7
Malta	0,3	Altri	2,1
TOTALE	98,7	TOTALE	98,7

Fonte: ARERA, elaborazione su dati IEEFA.

Nel 2023, le importazioni europee di GNL sono scese rispetto al livello record del 2022 dell'1,9% (2,4 Mt), fino a un valore di 124 Mt, che comunque è il secondo valore annuo più alto della regione: nonostante il calo delle importazioni di gas via tubo, anche le importazioni di GNL sono diminuite per effetto della domanda di gas più debole e degli elevati livelli di stoccaggio. Regno Unito, Francia, Spagna, Portogallo, Turchia e Belgio hanno guidato la riduzione delle importazioni di GNL, che è stata parzialmente compensata da maggiori importazioni da Germania, Paesi Bassi, Italia e Finlandia. L'aumento delle importazioni di GNL in Germania deriva dalle minori importazioni di gasdotto dalla Russia: le maggiori importazioni di GNL sono state rese possibili dal recente avvio di tre rigassificatori nel Paese. Anche nei Paesi Bassi, la debole produzione interna di gas e le maggiori esportazioni di gasdotto verso la Germania hanno incrementato le importazioni di GNL, grazie al recente avvio di due terminali di importazione di GNL nel Paese. Allo stesso modo, un calo delle importazioni di gasdotto dalla Russia, abbinato a un aumento delle esportazioni di gasdotto verso la Slovenia, ha incrementato le importazioni di GNL dell'Italia. Inoltre, l'avvio di Inkoo FSRU in Finlandia, un progetto congiunto con l'Estonia, ha permesso l'aumento delle importazioni di GNL in Finlandia.

Nel 2023, il commercio *spot* è diminuito del 2,4% (2,3 Mt), registrando un valore pari a 94 Mt, come pure la quota relativa sul commercio globale di GNL è diminuita di un punto percentuale, attestandosi al 23%, il livello più basso degli ultimi cinque anni: tale calo è attribuibile ai prezzi *spot* del GNL più elevati rispetto ai prezzi indicizzati al petrolio, che hanno reso l'offerta a lungo termine indicizzata al petrolio più attraente rispetto alle forniture *spot* di GNL.

FIG. 1.9 Principali aree di importazione e paesi esportatori di GNL nel 2023

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

Nel 2023 è entrato in operatività un unico progetto di liquefazione, il treno indonesiano Tanguuh GNL 3, con una capacità di 3,8 Mtpa: si tratta del livello più basso dal 2003. Inoltre, il 2023 è stato il primo anno senza nuova capacità di liquefazione statunitense dall'inizio delle esportazioni nel 2016. A fine 2023, la capacità globale di liquefazione ha raggiunto 490 Mtpa, che rappresenta un utilizzo della capacità dell'83% (in aumento rispetto all'81% registrato nel 2022). Nel 2024, si prevede che circa 15 Mtpa di capacità di liquefazione saranno messi in linea, principalmente in Russia, Stati Uniti, Mauritania/Senegal, Messico e Repubblica del Congo: i cinque nuovi progetti di esportazione di GNL che inizieranno le operazioni sono Altamira FLNG (1,4 Mtpa), Arctic LNG Trains 1 (13,2 Mtpa), Congo FLNG 1 (0,6 Mtpa), GTA FLNG fase 1 (2,5 Mtpa) e i primi treni da Plaquemines GNL fase 1 (3,76 Mtpa). Nel 2023 si è registrata una ripresa delle decisioni finali di investimento (FID) nella nuova capacità di liquefazione, che hanno raggiunto i 41 Mtpa rispetto ai 32 Mtpa del 2022: tuttavia, il totale dei FID è rimasto al di sotto del livello del 2021. Nonostante il forte calo dei prezzi *spot* del gas e del GNL lo scorso anno, la forte contrazione del GNL a lungo termine ha sostenuto la ripresa dei FID. Tra i quattro progetti di esportazione di GNL che hanno ricevuto il FID lo scorso anno, tre riguardano gli Stati Uniti, per un totale di 40 Mtpa: Plaquemines GNL fase 2 (8,8 Mtpa), Port Arthur GNL fase 1 (13,5 Mtpa) e Rio Grande GNL fase 1 (17,6 Mtpa); l'unico progetto non statunitense è stato il Gabon FLNG da 0,7 Mtpa, della Repubblica del Gabon. Nel 2023 le interruzioni non pianificate degli impianti di liquefazione sono state minime: il calo più significativo è stato osservato presso l'impianto GNL di Freeport negli Stati Uniti, a seguito di un'esplosione nel giugno 2022; l'impianto ha ripreso gradualmente le operazioni nel febbraio 2023.

Nel 2023 è stata avviata nuova capacità di rigassificazione di GNL per 78 Mtpa, portando la capacità operativa totale di rigassificazione a 1.077 Mtpa, la più alta capacità commissionata in un solo anno. La regione dell'Asia Pacifico ha rappresentato il 70% di tale capacità addizionale, mentre l'Europa ha contribuito per il restante 30%. L'utilizzo della capacità nel 2023 è stato in media del 37%, leggermente in calo rispetto al 39% dell'anno precedente. La Cina ha guidato la crescita con 30 Mtpa, seguita da Germania (10 Mtpa), Filippine (10 Mtpa), Hong Kong (6 Mtpa), Turchia (6 Mtpa) e India (5 Mtpa). Nel 2024 è prevista l'entrata in esercizio di quasi 130 Mtpa di capacità di rigassificazione, guidata dalla Cina con 49 Mtpa, seguita da India (19 Mtpa), Brasile (17 Mtpa), Germania (15 Mtpa) e Vietnam (5 Mtpa).

Nel corso del 2023 sono state commissionate 36 nuove navi metaniere, con un aumento del 5% nella dimensione della flotta globale. A fine 2023, la dimensione della flotta globale di navi metaniere ammontava a 724 navi, di cui 672 da considerarsi "attive" e le restanti che servono come FSRU e FSU (rigassificatori e stoccaggi) in varie località del mondo. Si prevede che nel corso del 2024 verranno commissionate circa 100 nuove navi metaniere.

Mercato internazionale del carbone

Il consumo mondiale di carbone ha raggiunto nel 2023 il nuovo record storico di 8,536 mld tonn., secondo le prime stime dell'Agenzia internazionale dell'energia, ossia +1,4% sul record precedente del 2022.

L'Asia-Pacifico è l'area chiave dei consumi mondiali di carbone, in quanto copre ormai oltre 4/5 di quelli globali, con la sola Cina al 55% e l'India al 15%.

Nel 2023 gli USA hanno diminuito il consumo di carbone del 21% (circa 360 mln tonn). Il calo dell'Unione europea è stato del 23% (354 mln tonn.).

Ciò a fronte di un aumento della domanda del 5% dell'area Asia-Pacifico (6.971 mln tonn.). All'interno di tale macroarea, la Cina ha aumentato la domanda di carbone del 4,9%, arrivando a 4740 mln tonn.; l'India dell'8,4%, arrivando a 1260 mln tonn.

I consumi di Cina e India stanno sostanzialmente seguendo l'andamento dell'economia. Entrambi i sub-continenti hanno deciso da tempo di aumentare la produzione interna di combustibile solido, al fine di dipendere il meno possibile dall'estero. Questo per essere meno esposti alle variazioni internazionali dei prezzi e per diminuire, per quanto possibile, i pericoli di carenza di combustibile. È dunque improbabile che, tanto Pechino quanto Nuova Delhi, possano fare a meno del carbone, nonostante le pubbliche dichiarazioni di un loro maggiore impegno sulle rinnovabili. L'India, in particolare, deve costruire le prime infrastrutture in diverse aree del Paese, ed è quindi per lei essenziale una forma di energia a basso costo per sostenere uno sforzo senza precedenti.

Ma anche la Cina deve mantenersi competitiva quale Paese esportatore di manufatti e, nel contempo, affrontare la crescita del benessere individuale interno. Benessere individuale che determinerà la diffusione di più elettrodomestici, più domanda di aria condizionata ed elettrificazione crescente delle campagne. Anche in questo caso l'energia abbondante, sicura ed economica prodotta dal carbone (non solo elettrica ma anche termica) rimarrà un fattore fondamentale.

Nel 2022 la quota di elettricità prodotta dal carbone è stata, a livello mondiale, del 37%, la prima in assoluto, su un totale globale stimato da IEA di 29.074 TWh. Nel 2023 tale quota è rimasta sostanzialmente stabile (36%), su un livello della produzione mondiale di elettricità di 29.704 TWh (+2,17% rispetto al 2022). Il leggero calo del peso del carbone, sul totale dell'elettricità mondiale, è dovuto per lo più alla diminuzione della domanda di USA ed Europa, determinata dalla politica ambientale e dal calo dei prezzi del gas naturale, rispetto al 2022. Calo che lo ha reso più competitivo nel settore della generazione, rispetto al combustibile solido. Il carbone rimane comunque il primo produttore mondiale di energia elettrica.

La diminuzione dell'uso del carbone degli USA, le cui riserve coprono oltre il 23% di quelle mondiali (249 mld tonn. su un totale mondiale di 1.074 mld tonn.), può rappresentare un'ottima opportunità per l'Asia e per i suoi consumi crescenti, anche in considerazione della continua crescita dell'economia dell'Indonesia, che richiederà un tendenziale aumento dei consumi interni di carbone. Questo potrebbe limitare le esportazioni, se la produzione interna non dovesse aumentare a un ritmo sufficiente. Ma anche tutte le aree in via di sviluppo, prive di risorse interne e sottocapitalizzate (per esempio l'Africa), che necessitano di grandi quantità di energia a basso costo per innescare il proprio sviluppo industriale, avranno più possibilità di attingere alle riserve USA, se Washington dovesse continuare a diminuire i consumi interni.

La produzione mondiale di carbone, sostanzialmente parallela alla domanda, secondo IEA dovrebbe salire a 8,741 mld tonn. nel 2023: +1,8% sul 2022. Anche per l'offerta si tratta di un record storico.

TAV. 1.12 Mercato internazionale del carbone (in Mt)

ESPORTATORI DI CARBONE	2020	2021	2022	2023
Indonesia	408	436	471	500
Australia	376	370	344	348
Russia	212	215	224	221
Stati Uniti	63	77	77	84
Sud Africa	73	63	68	70
Colombia	72	55	56	57
Altri	119	117	136	186
MONDO	1.323	1.333	1.376	1.466
IMPORTATORI DI CARBONE	2020	2021	2022	2023
Cina	317	338	301	451
India	220	207	228	241
Giappone	174	173	184	171
Corea del Sud	123	126	125	120
Taiwan	63	70	65	51
Germania ^(A)	26	32	35	27
Altri	415	425	429	407
MONDO	1.338	1.371	1.367	1.468

(A) Germania solo *Hard Coal*, Statistisches Bundesamt.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, Reuters.

Fra i grandi produttori/consumatori, l'India è stata quella che ha registrato il maggiore incremento della produzione interna: +11,4%, pari a 1,027 mld tonn. Anche la Cina ha accelerato (sebbene in tono minore rispetto all'India) l'*output* nazionale: +1,3%, pari a 4,429 mld tonn. Pechino ha aumentato l'offerta interna, ma a costo di peggiorare la qualità del carbone bruciato, in termini di potere calorico e di emissioni. Al contempo sono stati però aumentati i criteri di sicurezza operativa delle miniere e rese più selettive, sempre in tema di sicurezza, le autorizzazioni per l'apertura di nuove attività estrattive.

L'Indonesia ha messo a segno un +5,6%, raggiungendo il livello di 0,725 mld tonn. Mentre in area Asia-Pacifico solo l'Australia ha avuto un calo produttivo: -1%, pari a 0,439 mld tonn. Complessivamente l'area Asia-Pacifico ha aumentato la produzione interna del 3,9%, pari a 6,842 mld tonn.

La Russia, nonostante l'embargo UE, ha aumentato la produzione di carbone del 2,9%, pari a 0,457 mld tonn., dirottando i flussi prima destinati all'Europa verso Asia e Nord Africa. In effetti, il flusso di esportazioni di Mosca è rimasto sostanzialmente stabile, passando da 0,224 mld tonn. nel 2022 a 0,221 mld tonn. nel 2023 (-1,3%). Un riorientamento del resto già prevedibile, vista la politica ambientale ed energetica dell'UE, che punta soprattutto sulle energie rinnovabili.

Quindi difficoltà certamente esistenti ma non drammatiche per il carbone russo, a fronte di un aumento delle esportazioni mondiali di carbone, durante lo stesso periodo, del +6,5%, pari a 1,466 mld tonn.

Fra i maggiori fornitori mondiali, l'Indonesia ha aumentato le esportazioni del 6,2%, pari a 0,5 mld tonn., mentre il concorrente australiano è salito dell'1,2%, pari a 0,348 mld tonn. Sono aumentate, infine, pur rimanendo con quote di mercato assai limitate, le esportazioni dei fornitori minori. Fra questi si segnala il +9,1% degli USA, pari a 84 mln tonn.

Fra i maggiori importatori spicca il dato della Cina che, nonostante il notevole incremento della produzione interna, ha alzato consistentemente le importazioni di quasi il 50%, pari a 0,451 mld tonn.

Notevole anche l'aumento delle importazioni registrato dall'India, anch'essa fortemente impegnata nel potenziamento della produzione interna e intenzionata ancora meno della Cina a rinunciare al carbone: +5,7%, pari a 0,241 mld tonn.

I Paesi asiatici più avanzati (Giappone, Taiwan e Corea del Sud) nel 2023 hanno diminuito le importazioni di combustibile solido, sebbene tali rallentamenti siano stati sostanzialmente determinati da motivazioni congiunturali. Mentre la Germania sta diminuendo il ricorso al carbone parallelamente alla scelta di uscirne definitivamente, salvo il rallentamento di tale politica provocato dal periodo Covid e dalle conseguenze della guerra russo-ucraina.

Prezzo del carbone

Nonostante il moltiplicarsi delle tensioni politiche e commerciali nel 2023, il prezzo del carbone, come del resto accaduto per quello del greggio, è diminuito in modo ancora più consistente.

Il prezzo medio annuale del South China ha perso, rispetto al 2022, 1/3, attestandosi a 120 \$/tonn. Il calo del Russia Baltic è stato del 41%, pari a 96 \$/tonn; analogo quello dell'US Central Appalachian, pari a 120 \$/tonn. Il riferimento europeo, Cif ARA, si è ridimensionato addirittura del 56%, pari a una media annuale di 129 \$/tonn.

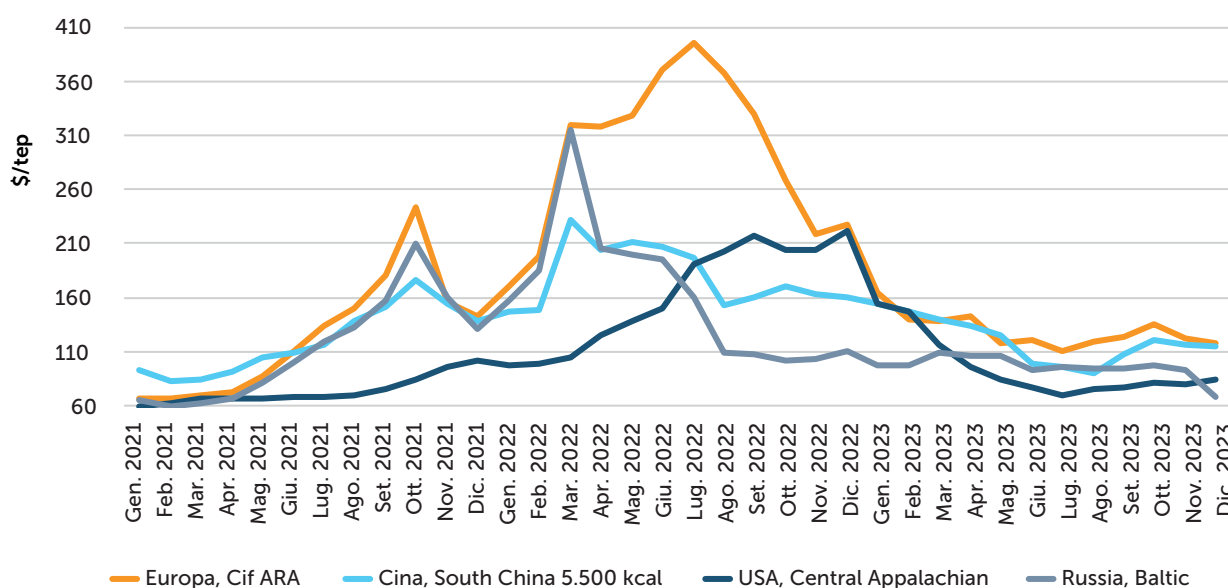
Consistenti deprezzamenti registrati, peraltro, in presenza di un tasso di sviluppo mondiale del 3,2% e di un incremento della produzione elettrica mondiale del 2,2%.

Oltre l'effetto trascinamento al ribasso del greggio, ha pesato ancora di più quello del gas naturale, diretto concorrente del carbone nell'*Interfuel Competition* della generazione elettrica.

Inoltre, nonostante l'aumento delle importazioni di Cina e India, l'espansione dichiarata ed effettiva della produzione interna ha creato fra i *traders* un sentimento di abbondanza di offerta, che ha influenzato non poco il clima di mercato, a partire già da inizio 2023. In effetti, nonostante la conclusione di numerosi contratti di fornitura, l'anno è stato caratterizzato da prevalenti atteggiamenti attendisti dei compratori cinesi e indiani, con contratti siglati solo a fronte di prezzi considerati "congrui" da parte degli acquirenti.

Ciò è accaduto particolarmente sull'importante mercato asiatico. Mercato caratterizzato, fra l'altro, da crescenti proposte di vendita da parte della Federazione Russa, i cui prezzi d'offerta si sono rivelati particolarmente aggressivi, rappresentando un elevato potere di deterrenza nei confronti dei fornitori abituali.

FIG. 1.10 Prezzo del carbone nei principali mercati mondiali



Fonte: Platts, Nymex.

Questa offerta potenziata da parte russa, in qualche modo "costretta" da cause politiche quali le sanzioni, ha comunque indotto numerosi importatori asiatici, fra cui Cina e India, a effettuare mirati acquisti speculativi. Questi sono stati realizzati dopo adeguata attesa, pur in presenza di scorte normali e talvolta anche abbondanti, creando in tal modo una spirale di aspettative ribassiste, difficile da invertire per l'intero 2023. Questo si è manifestato su tutto il bacino Asia-Pacifico e, di riflesso, su quello mondiale, data la preponderanza sul mercato globale di tale area.

Altro fattore ribassista importante è stato il calo della domanda tedesca, anche grazie all'aumento del contributo delle rinnovabili e del gas naturale per la generazione elettrica della Germania. Dal 2022 al 2023 il contributo del carbone è sceso dal 31,3% al 25,6%, a fronte di un aumento del peso delle rinnovabili dal 44,1% al 52% e del gas dal 13,7% al 15,5%.

La generale diminuzione della domanda europea ha portato anche fornitori quali Colombia e Sud Africa a dirottare le proprie offerte verso altri lidi, quali Asia e Sud America.

Anche l'aumento delle forniture USA in Asia, ma anche su altri mercati, inizia a pesare sulla formazione dei prezzi, sebbene sia ancora una presenza non stabile come quella dei grandi esportatori abituali.

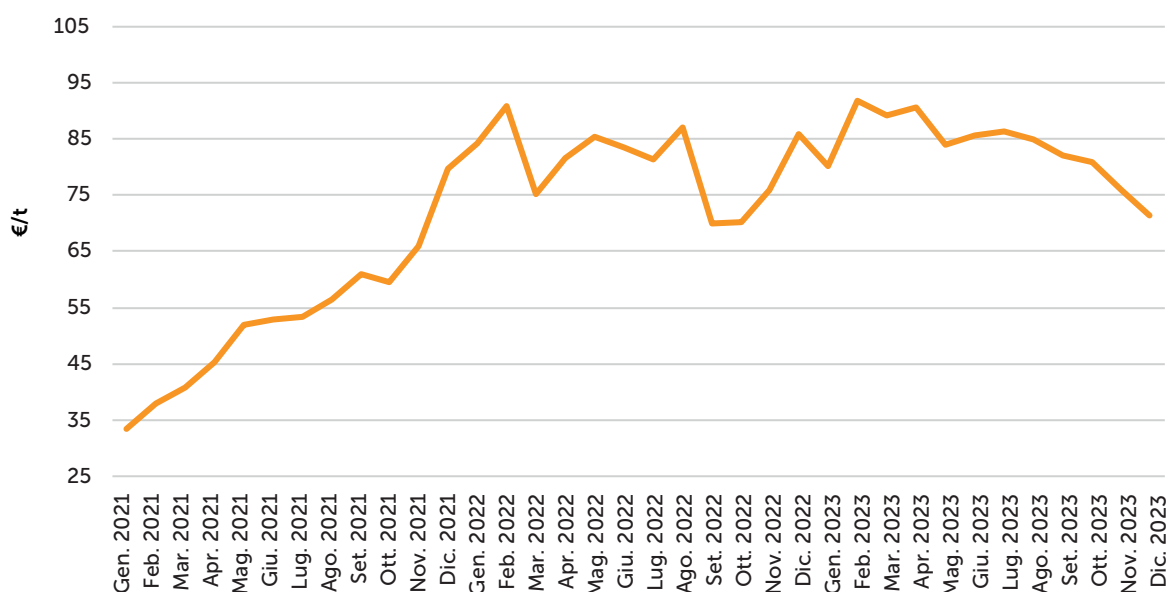
Anche gli alti stoccaggi di gas, che hanno caratterizzato l'Europa per diversi mesi del 2023, hanno influenzato al ribasso i prezzi del carbone.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Le emissioni del 2023 nell'ambito del sistema di scambio delle quote di emissione UE (ETS) mostrano le riduzioni annuali più significative da quando è stato lanciato il sistema nel 2005: settore energetico e industria hanno ridotto le emissioni del 15,5% rispetto al 2022, raggiungendo un taglio del 47% rispetto ai livelli del 2005. Gran parte delle riduzioni è stata ottenuta dal settore energetico, dove le emissioni sono diminuite del 24% per effetto dell'aumento della generazione da fonti rinnovabili e da nucleare, mentre l'industria ha visto le emissioni diminuire del 7%, soprattutto come conseguenza del calo della produzione indotto dagli alti prezzi di energia e carbonio. Nel frattempo, le emissioni del trasporto aereo sono aumentate del 10%, ancora in recupero di attività post pandemia.

Il prezzo europeo della CO₂ nel 2023 ha quotato in media 85,3 €/t, superando la soglia di 100 €/t a febbraio, nuovo record dalla sua istituzione.

FIG. 1.11 Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA)



Fonte: ICE.

Le dinamiche del mercato dell'EUA osservate nel 2023 permettono l'individuazione di tre periodi: il primo trimestre, caratterizzato da una crescita delle emissioni nella termoelettrica e dall'acquisto di quote da parte di imprese industriali e compagnie aeronautiche prima della scadenza di fine aprile per la consegna; il che ha portato al picco di prezzo di 101,25 €/t il 21 febbraio e a medie mensili attorno ai 90 €/t; un secondo periodo post consegna quote, di calo delle emissioni, associato a una forte decrescita del costo di *switching* carbone-gas e dalla riduzione del numero di investitori con posizioni aperte, complice l'annuncio della Commissione europea dell'avvio della vendita di quote

aggiuntive nelle aste da luglio, per finanziare il piano RePowerEU: il prezzo dell'EUA ha così invertito la tendenza con un lento declino verso gli 80 €/t, tranne una modesta e limitata reazione al rialzo in agosto per il dimezzamento dell'offerta all'asta; infine, un ultimo turbolento periodo, corrispondente al quarto trimestre, dove pur a fronte di una ripresa, sia del costo di *switching* che delle posizioni dei fondi, e di un aumento delle emissioni nella termoelettrica, l'EUA è crollato per la domanda stagnante di quote nelle aste, fino a un dicembre con valore medio di 71 €/t.

Lato istituzionale, la decisione di esecuzione della Commissione europea n. 1319/2023 del 28 giugno 2023 ha stabilito le assegnazioni annuali di emissioni degli Stati membri (2023-2030) sulla base dei nuovi limiti stabiliti con il nuovo regolamento sulla condivisione degli sforzi (*effort sharing*) aggiornato sulla base del *Fit for 55*. I volumi sono aggiornati per tenere conto del prelievo del meccanismo della Riserva di stabilità e del collocamento delle quote aggiuntive per il *Recovery and Resilience Facility*. Per l'Italia, si prevede un aumento dell'obiettivo di riduzione al 2030, dal 33% al 43,7%: le quote di emissione EUA da collocare nelle aste 2023, 2024 e 2025 sono rispettivamente pari a 259, 250 e 241 mln tonn. di CO₂ equivalente. Al Fondo per la modernizzazione è stato assegnato un ulteriore 2,5% del quantitativo complessivo di quote Ets nel periodo 2024-2030, al fine di agevolare l'ammodernamento dei sistemi energetici e il miglioramento dell'efficienza energetica dei 13 Stati UE a basso reddito. Inoltre, dal 1° ottobre 2023 si è avviata la fase transitoria del meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM). A dicembre il Consiglio UE ha adottato la sua posizione, "orientamento generale", su un progetto di regolamento che istituisce un quadro di misure per rafforzare l'ecosistema europeo di produzione di prodotti delle tecnologie a zero emissioni nette, meglio noto come "regolamento sull'industria a zero emissioni nette": tra queste sono inclusi i combustibili nucleari, i carburanti alternativi e il trasporto della CO₂.

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 2023, nei diversi paesi, per varie classi e tipologie di consumo, come risultanti a Eurostat, l'Istituto statistico europeo, alla data del 23 aprile 2024. Si tratta dei dati che i paesi dell'Unione europea¹ sono tenuti a trasmettere secondo la metodologia di rilevazione introdotta dal regolamento (UE) n. 1952/2016².

Il prezzo dell'energia nell'UE dipende da una serie di condizioni diverse dell'offerta e della 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.

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) n. 1952/2016 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee sui 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*.

Nel 2022 e nella prima parte del 2023, i prezzi dell'energia elettrica e del gas hanno sperimentato pressoché ovunque in Europa dinamiche di crescita eccezionali, a seguito delle tensioni registrate sui mercati all'ingrosso per gli effetti della ripresa economica dopo la pandemia e per lo scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina, che hanno suscitato timori di scarsità fisica della risorsa. Per garantire la disponibilità di forniture e soprattutto per mitigare l'impatto dei prezzi sui clienti finali e sul sistema economico più in generale, in molti Paesi europei sono state adottate politiche pubbliche di intervento sui mercati dell'energia elettrica e del gas. Queste ultime, a seconda del Paese, hanno agito a vari stadi della filiera e quindi su varie componenti dei prezzi, oppure anche a valle di essi, attraverso sconti e benefici di diversa natura direttamente corrisposti ai consumatori (come, per esempio, bonus, crediti d'imposta, ecc.). Le diverse modalità con cui i governi degli Stati membri dell'UE hanno modificato o soppresso tasse nel prezzo dell'elettricità e del gas per rispondere alla crisi energetica hanno creato enormi discrepanze nei prezzi pagati dai consumatori. Pertanto, il confronto tra i dati di prezzo dei vari Paesi deve tenere conto, oltre che delle consuete avvertenze, anche degli interventi pubblici realizzati, ad ampio spettro, nonché del contesto più generale, particolarmente complesso, soprattutto a causa del conflitto in corso in Ucraina e, quindi, delle molte variabili in gioco³.

Per quanto riguarda il consumo domestico di elettricità e gas, per esempio, il governo belga ha deciso di ridurre l'aliquota dell'IVA al 6% in misura permanente. Per compensare questa diminuzione, dal 1° aprile 2023 si è però verificato un forte aumento delle accise sul gas e sull'elettricità, a causa di un meccanismo (introdotto per legge) che accresce l'aliquota di un'accisa speciale sui prezzi energetici quando i prezzi all'ingrosso salgono oltre una certa soglia⁴. Inoltre, durante la crisi energetica la quota di famiglie belghe che ha diritto a un contratto di fornitura di energia elettrica a prezzi agevolati (energia sociale), normalmente pari al 10%, è stata temporaneamente elevata al 15%, con l'obiettivo di proteggere le famiglie più vulnerabili. L'ammissibilità al beneficio si basa su classificazioni sociali rigorosamente definite. Queste tariffe sociali sono incluse nel calcolo delle statistiche dei prezzi in Belgio.

In Francia sono state apportate lievi modifiche alle misure adottate l'anno precedente. Dal febbraio 2023, l'incremento dei prezzi del gas e dell'elettricità, comprese le tasse, è stato limitato al 15% per gli individui con tariffe regolamentate. Nel 2023, lo Stato francese ha ridotto la bolletta elettrica delle piccole e medie imprese che non beneficiano di tariffe regolamentate, introducendo sussidi (limitati nel volume e nel prezzo) fino a due milioni di euro.

Il Governo spagnolo ha mantenuto le misure adottate nel 2021 e le ha rafforzate nel 2022 per continuare ad attenuare l'impatto dei prezzi dell'elettricità sui consumatori finali. Queste misure si sono concentrate sulla componente "tasse e oneri", sia attraverso l'applicazione di aliquote ridotte dell'IVA e dell'imposta speciale sull'energia elettrica, sia mediante l'introduzione di una nuova riduzione delle tariffe elettriche applicabili nel corso del 2023, in rapporto con quelle dell'anno precedente.

In Danimarca, di converso, l'unica iniziativa di compensazione nel primo semestre 2023 è stata il quasi azzeramento di una tassa sull'elettricità⁵. Le riduzioni sono state accordate fondamentalmente solo alle famiglie e non sono più attive dal secondo semestre 2023. Nel 2023, inoltre, non è stato rinnovato il riconoscimento di un importo forfettario (*lump sum*) agli utenti privati del gas, versato nel 2022.

3 Per una rassegna degli interventi pubblici adottati nei vari paesi si veda per esempio nelle pagine Eurostat dei prezzi la sezione "Allowances in the reference period 2023 Semester 1 and Semester 2".

4 La legge del 19 marzo 2023 ha introdotto una riforma della tassazione federale sulle bollette energetiche prevedendo la riduzione dell'IVA sulle forniture di energia elettrica e di gas naturale utilizzato come combustibile e calore dalle reti di riscaldamento al 6% a tempo indeterminato. La stessa legge ha però previsto un aumento delle aliquote dell'accisa speciale sull'elettricità e sul gas naturale, introducendo un meccanismo di "reverse ratchet" su tali aliquote. Secondo questo meccanismo, l'aliquota dell'accisa speciale applicabile a determinati scaglioni di consumo si modifica quando i prezzi sui mercati all'ingrosso superano i massimali (per l'energia elettrica e il gas naturale) o scendono al di sotto di una certa soglia (nel gas naturale). L'obiettivo di questa riforma è quello di consentire una modulazione del carico fiscale sulla bolletta energetica in base a diversi profili di consumatore a seconda dell'evoluzione dei prezzi sui mercati all'ingrosso.

5 Normalmente questa tassa è di circa 0,90 corone danesi per kWh, ma è stata ridotta a 0,75 corone/kWh nel secondo semestre 2022 e a 0,008 corone/kWh nel primo semestre 2023.

Nei Paesi Bassi il rimborso (indennità) pagato nel 2022 a tutti i consumatori di energia elettrica non è stato rinnovato nella stessa misura nel 2023, così come non sono state rinnovate le misure di sgravio fiscale, anch'esse introdotte nel 2022. Pertanto, nel 2023 il rimborso fiscale per i clienti non domestici è diminuito di quasi il 30%, mentre le tasse sull'energia elettrica per le famiglie sono raddoppiate. In compenso, per il 2023 il governo ha fissato un tetto massimo ai prezzi pagati dalle famiglie, ma i prezzi comunicati a Eurostat non contengono ancora l'applicazione di tale tetto: i prezzi medi risultanti per il 2023 sono quindi più alti del tetto massimo. Inoltre, dal primo semestre 2023 l'aliquota IVA è tornata al 21% (era stata abbassata al 9% nel secondo semestre 2022) e le aliquote dell'imposta sull'energia elettrica sono tornate ai livelli del 2021, dopo che nel 2022 erano state fortemente ridotte. L'indennità annuale è tuttora in vigore, sebbene per un importo inferiore a quello del 2022. Infine, la somma forfettaria di 1.300 euro pagata alle famiglie con redditi bassi (ovvero con un reddito che al massimo può raggiungere il 120% del reddito minimo sociale) è stata accordata anche nel 2023, mentre l'indennità aggiuntiva di 190 euro, concessa solo per due mesi nel corso del 2022, è cessata.

Anche il Governo italiano ha attuato misure straordinarie e temporanee per contenere gli eccezionali aumenti dei prezzi dell'energia con lo stanziamento di risorse provenienti dal bilancio dello Stato. Più precisamente, ha adottato diverse misure a partire dalla seconda metà del 2021, che sono poi proseguite e, in alcuni casi, sono state rafforzate nel corso del 2022 e del 2023. È stato quindi possibile ridurre o azzerare le componenti di prezzo a copertura degli oneri generali di sistema nel settore elettrico (tariffe A_{SOS} e A_{RIM}) fino a marzo 2023 e nel settore del gas naturale (tariffe RE, GS e UG3) per le utenze domestiche e non domestiche fino a dicembre 2023. Inoltre, a partire dall'anno 2023, gli oneri nucleari (dovuti al finanziamento della disattivazione delle centrali nucleari e al finanziamento delle misure di compensazione territoriale), finora coperti da una parte della tariffa A_{RIM} , non sono più riscossi dai fornitori di energia elettrica, in quanto finanziati dal bilancio statale. Relativamente al gas, il Governo ha ridotto al 5% l'aliquota IVA applicabile alla fornitura per usi civili e industriali dal quarto trimestre del 2021 fino a fine 2023. A partire da gennaio 2024, l'aliquota IVA applicata al consumo di gas è tornata alle condizioni abituali: 10% per i consumi annuali fino a 480 m³ e 22% oltre questa soglia per le utenze domestiche; 10% per le utenze non domestiche. A partire dal terzo trimestre del 2022 e fino al secondo trimestre del 2023, il Governo ha inoltre adottato un'importante misura a favore dei clienti con consumi fino a 5.000 m³/anno, consistente in un forte sconto (circa 30 centesimi di euro al metro cubo), che ha di fatto prodotto una riduzione del prezzo totale. Sul piano formale, poiché tale sconto è stato applicato attraverso una componente negativa classificata tra gli oneri generali di sistema, il valore degli oneri per questi clienti è divenuto negativo. Infine, fino a tutto il 2023, il Governo ha adottato alcune misure che, pur non avendo un impatto diretto sui prezzi dell'energia, hanno aiutato i consumatori ad alleviare l'alto costo dei prodotti energetici. Si tratta delle misure di ampliamento del numero di beneficiari dei bonus energetici e dell'aumento dell'importo di tali bonus per i consumatori domestici in condizioni economiche disagiate, nonché della concessione di un credito d'imposta ai consumatori non domestici per l'acquisto di elettricità e gas naturale.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

Nel 2023 i prezzi totali (cioè al lordo di tutte le imposte) dell'energia elettrica per i consumatori domestici dell'Unione europea sono aumentati complessivamente in 18 Paesi, mentre nei restanti 9 il prezzo è diminuito (Fig. 1.13). Per le ragioni descritte poco sopra non stupisce che l'aumento di gran lunga più elevato si sia registrato nei

Paesi Bassi (+518%), mentre il calo maggiore è osservabile in Danimarca (-27%). Tra i Paesi più popolosi dell'Area euro, i prezzi più alti si sono registrati in Germania (42,03 c€/KWh), Francia (23,65 c€/KWh) e Spagna (26,02 c€/KWh). Il prezzo medio dell'UE nel 2023 è risultato pari a 31,45 c€/KWh.

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

PAESI	2022				2023			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	11,24	6,64	4,79	22,67	20,37	7,68	0,02	28,07
Belgio	22,93	9,41	7,61	39,95	22,60	9,10	8,77	40,47
Bulgaria	5,48	3,85	1,87	11,20	5,44	4,27	1,94	11,65
Cechia	23,53	6,50	4,96	34,99	18,36	6,24	5,50	30,10
Cipro	18,34	2,63	8,47	29,44	19,05	3,30	14,00	36,35
Croazia	6,58	4,74	3,02	14,34	7,51	4,82	3,18	15,51
Danimarca	24,34	5,70	16,60	46,64	16,45	7,51	10,29	34,25
Estonia	12,38	4,77	4,91	22,06	10,69	5,80	4,84	21,33
Finlandia	8,02	5,22	4,87	18,11	9,25	5,95	5,35	20,55
Francia	10,11	5,79	4,77	20,67	13,39	6,20	4,06	23,65
Germania	13,45	8,53	12,23	34,21	20,63	9,78	11,62	42,03
Grecia	33,48	2,68	-9,71	26,45	25,52	3,63	-4,39	24,76
Irlanda	20,08	9,70	7,83	37,61	36,80	7,55	-11,64	32,71
Italia	24,24	7,23	4,96	36,43	24,84	6,14	7,66	38,64
Lettonia	15,63	5,64	5,54	26,81	18,18	8,94	5,74	32,86
Lituania	11,24	5,39	3,68	20,31	15,09	6,37	3,62	25,08
Lussemburgo	8,71	7,23	3,38	19,32	16,86	11,55	0,61	29,02
Malta	11,68	2,70	0,87	15,25	11,08	2,70	0,85	14,63
Paesi Bassi	20,38	7,22	-22,43	5,17	26,78	9,67	-4,51	31,94
Polonia	5,31	4,92	6,27	16,50	5,57	5,98	10,67	22,22
Portogallo	13,70	6,02	3,62	23,34	20,67	5,68	-3,41	22,94
Romania	16,98	4,58	1,96	23,52	7,24	6,13	4,46	17,83
Slovacchia	8,10	4,70	5,62	18,42	8,58	4,20	7,22	20,00
Slovenia	8,28	4,01	3,85	16,14	10,32	5,52	3,92	19,76
Spagna	17,10	8,06	6,65	31,81	13,49	9,26	3,27	26,02
Svezia	10,75	5,34	2,38	18,47	7,40	5,24	7,40	20,04
Ungheria	2,72	4,96	2,08	9,76	2,77	6,04	2,38	11,19
Unione europea	14,52	6,68	5,23	26,43	16,40	7,29	5,54	29,23
Area euro	15,38	7,10	5,46	27,94	18,51	7,70	5,24	31,45
Norvegia	14,69	3,43	-3,27	14,85	7,52	3,43	1,82	12,77

Fonte: Eurostat.

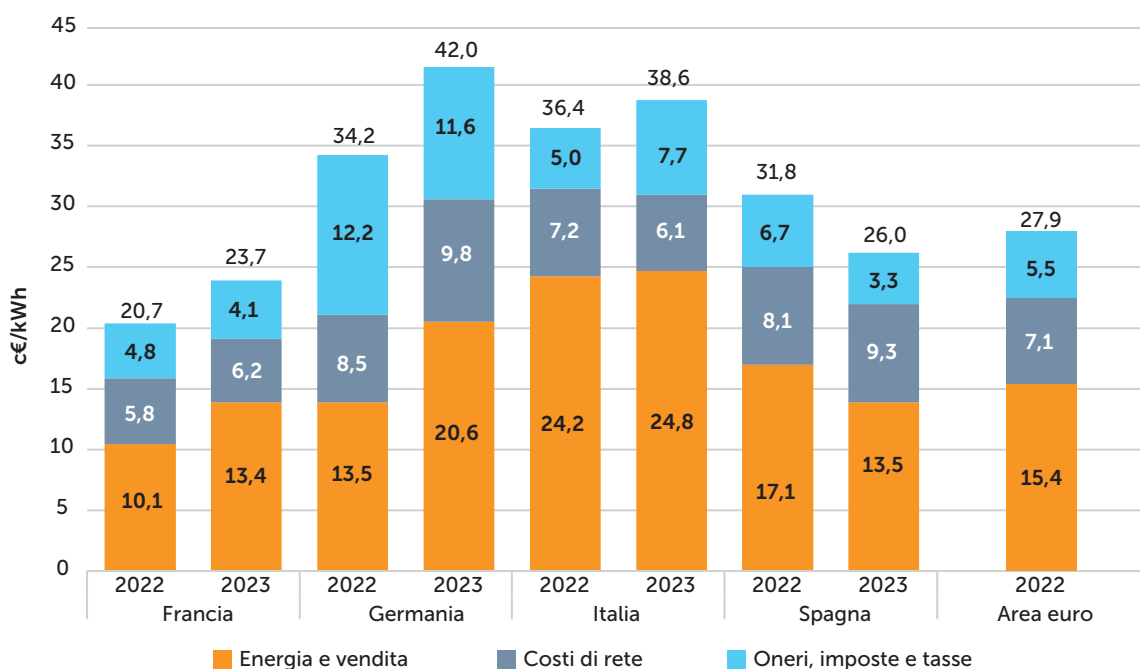
Il prezzo italiano è cresciuto del 6,1%, passando da 36,43 a 38,64 c€/kWh, mentre, nella media dell'Area euro, il prezzo dell'energia elettrica è salito più del doppio (12,6%), passando da 27,94 a 31,45 c€/kWh. Grazie al minore incremento registrato dai prezzi italiani, il differenziale rispetto all'Area euro, che nel 2022 aveva raggiunto quota +30%, si è ridotto al 22,9%, così come la differenza in termini di prezzi netti (cioè al netto di oneri, imposte e tasse) è scesa dal +40% al +18,2%.

L'aumento del prezzo lordo in Italia è dovuto principalmente alla componente oneri e imposte che, rispetto al 2022, ha subito sensibili variazioni (+54,4%), principalmente a causa del venir meno dei provvedimenti di fiscalizzazione degli oneri generali; i prezzi netti, infatti, dati dalla somma del prezzo di energia e vendita e dei costi di rete, hanno registrato una piccola variazione negativa (-2%), passando da 31,74 c€/kWh a 30,98 c€/kWh (Fig. 1.12).

Nell'Area euro, di converso, si è registrato un aumento dei prezzi netti (+16,6%, da 22,48 a 26,21 c€/kWh), mentre una lieve riduzione si è avuta per oneri e imposte (-4%, passando da 5,46 a 5,24 c€/kWh).

I dati mostrano quindi, complessivamente, un discreto miglioramento della situazione relativa del nostro Paese, in particolare per quanto riguarda la dinamica della componente industriale del prezzo (cioè la somma delle componenti "energia e vendita" e "costi di rete"). Effettuando un *focus* sulle diverse parti che concorrono alla formazione del prezzo, infatti, si evidenzia come in Italia tale componente sia risultata anche nel 2023 più elevata rispetto a tutti gli altri principali Paesi europei, ma in forte riduzione rispetto all'anno precedente (+58% rispetto alla Francia, era +98% nel 2022; +2% rispetto alla Germania, era +53% nel 2022; +18,2% rispetto all'Area euro, era +40% nel 2022). L'unica eccezione emerge nei confronti della Spagna, rispetto alla quale il differenziale della componente industriale del prezzo italiano, che era +25% nel 2022, è salito a +36% nel 2023.

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

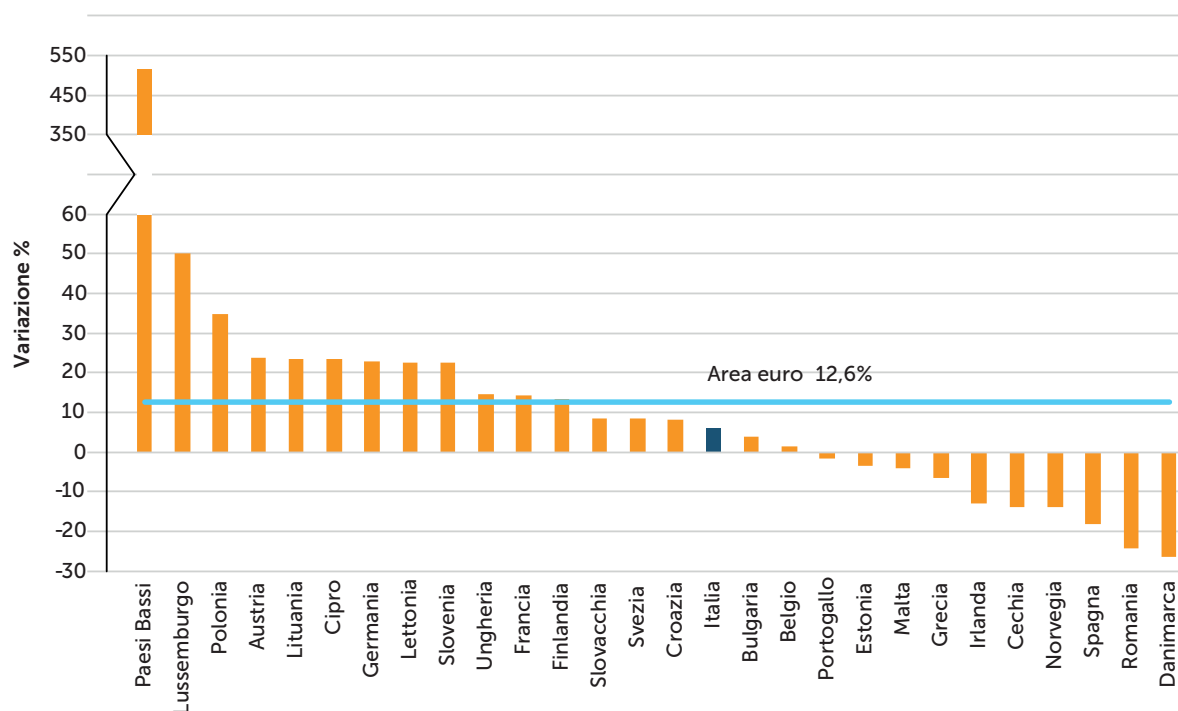


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

L'incremento più elevato, come detto in premessa, si è manifestato in Germania (+22,9%), ma anche i consumatori francesi hanno visto il prezzo crescere del 14,4%. Nella media dell'Area euro, i prezzi sono cresciuti più del doppio di

quelli italiani (+12,6%). Nonostante ciò, il differenziale del prezzo italiano rispetto alla media dell'Area euro resta positivo e pari al 23% (era al 30% lo scorso anno). Anche il *gap* con le famiglie francesi si è ridotto, tuttavia i dati evidenziano ancora un differenziale pari al +63% (comunque più basso rispetto al +76% del 2022). Una forte perdita competitiva si osserva, invece, nei confronti dei consumatori spagnoli, con un peggioramento del differenziale dal +14% del 2022 al +48% del 2023. Solo nel confronto con i prezzi tedeschi si registra un'inversione di tendenza rispetto all'anno precedente: nel 2023 le famiglie italiane hanno pagato mediamente un prezzo dell'8% inferiore a quello pagato dalle famiglie in Germania, mentre nel 2022 queste ultime godevano di un vantaggio del 6% rispetto ai clienti italiani.

FIG. 1.13 Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici nel 2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Nel *database* Eurostat i prezzi sono rilevati per i clienti suddivisi in classi di ampiezza del consumo annuo. In particolare, per i clienti domestici, le classi sono le seguenti: DA: consumi inferiori a 1.000 kWh; DB: consumi da 1.000 kWh a 2.500 kWh; DC: consumi da 2.500 kWh a 5.000 kWh; DD: consumi da 5.000 kWh a 15.000 kWh; DE: consumi superiori a 15.000 kWh. In Italia le classi più rilevanti sono la DB e la DC, dove si concentrano, rispettivamente, il 39,5% e il 37,8% del totale dell'energia fatturata nel 2023 al settore domestico. I prezzi medi commentati finora sono calcolati come media dei prezzi rilevati in ciascuna classe, ponderata per l'energia venduta ai clienti delle diverse classi nei vari Paesi. L'andamento dei prezzi medi commentati finora riflette, pertanto, quello verificatosi nelle diverse classi di consumo.

Nel confronto tra i prezzi italiani e quelli dei Paesi europei paragonabili per dimensione all'Italia, la Germania, come si è visto, è risultata il Paese con il prezzo medio dell'energia elettrica più elevato (42,03 c€/kWh) per il comparto domestico; seguono l'Italia (38,64 c€/kWh), la Francia (32,7 c€/kWh) e la Spagna (26 c€/kWh). Mentre fino al 2022 il cliente domestico italiano pagava prezzi finali superiori rispetto all'omologo tedesco, con un divario pari, in media, a circa il +6%, nel 2023 il cliente domestico italiano ha pagato un prezzo medio inferiore di 3,4 c€/kWh, sperimentando un differenziale medio del -8%. Nel 2023 il differenziale rispetto ai prezzi tedeschi

è risultato inferiore in tutte le classi (con il massimo per l'ultima classe DE, dove è pari a -15,7%) tranne che nella prima classe DA, dove si registra un valore positivo (+0,3%).

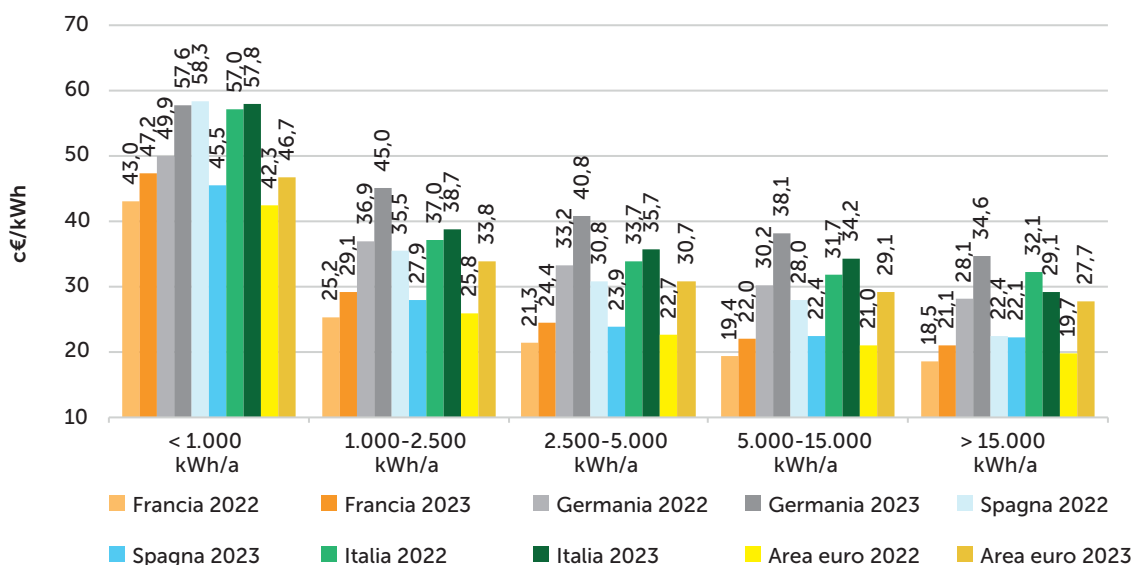
I prezzi della Francia, pari in media a 23,77 c€/kWh, si confermano quelli più vantaggiosi per i consumatori tra i quattro Paesi presi in esame. Grazie ad aumenti più contenuti nei prezzi italiani, tuttavia, i differenziali tra Italia e Francia risultano in diminuzione di almeno dieci punti percentuali rispetto al 2022 per tutte le classi; i differenziali verso la Francia tendono ad aumentare al crescere della dimensione dei clienti in termini di consumi: dal minimo del +22,5% per la prima classe, si sale al +33% della seconda, al +46,5% per la terza, sino al massimo del +55% nella penultima DD, mentre il divario nell'ultima classe scende al +38%.

Come nel 2022, anche nel 2023 la Spagna ha mantenuto prezzi inferiori all'Italia, in media del 40%; nello specifico, il differenziale tra Italia e Spagna è positivo e in aumento per tutte le classi di consumo, con valore crescente dalla classe DA alla classe DD (rispettivamente +27% e +52%). Fa eccezione solo l'ultima classe DE, in cui il differenziale è sceso dal 43% al 32%.

Con riferimento specifico ai clienti della classe di consumo intermedia DC (con consumi compresi tra 2.500 e 5.000 kWh/anno) – che è 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 – si osserva che il prezzo lordo in Italia è aumentato solo del 5,9%, a fronte di incrementi più elevati negli altri Paesi: 14,5% in Francia, 22,9% in Germania e 35,4% nell'Area euro. L'unica eccezione è rappresentata dalla Spagna, dove i prezzi per i clienti DC sono diminuiti del 23% rispetto al 2022 (Fig. 1.14). Sempre guardando ai valori al lordo delle imposte, le famiglie italiane con consumi in questa classe pagano un prezzo di 35,71 c€/kWh che corrisponde al 46,5% in più delle famiglie francesi (24,38 c€/kWh) e al 49,7% in più di quelle spagnole (23,86 c€/kWh), mentre pagano il 12,4% in meno delle famiglie tedesche (40,75 c€/kWh).

In generale, guardando i prezzi lordi, si osserva che il differenziale tra i prezzi italiani e quelli dell'Area euro è positivo per tutte le classi, massimo per la prima (+23,7%) e minimo per l'ultima (+5%).

FIG. 1.14 Prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei



Fonte: Eurostat.

Guardando, invece, ai prezzi netti (che escludono oneri e imposte), i differenziali tra l'Italia e l'Area euro sono mediamente intorno all'8%; nelle classi DB e DC, in cui si concentrano i maggiori consumi nel nostro Paese, si riscontra un differenziale rispettivamente del 9% e del 12%. L'ultima classe di consumo, che in Italia rappresenta una quota residuale dei volumi complessivi del settore domestico (2%), è quella dove il differenziale risulta più contenuto, pari al 2,4% rispetto all'Area euro.

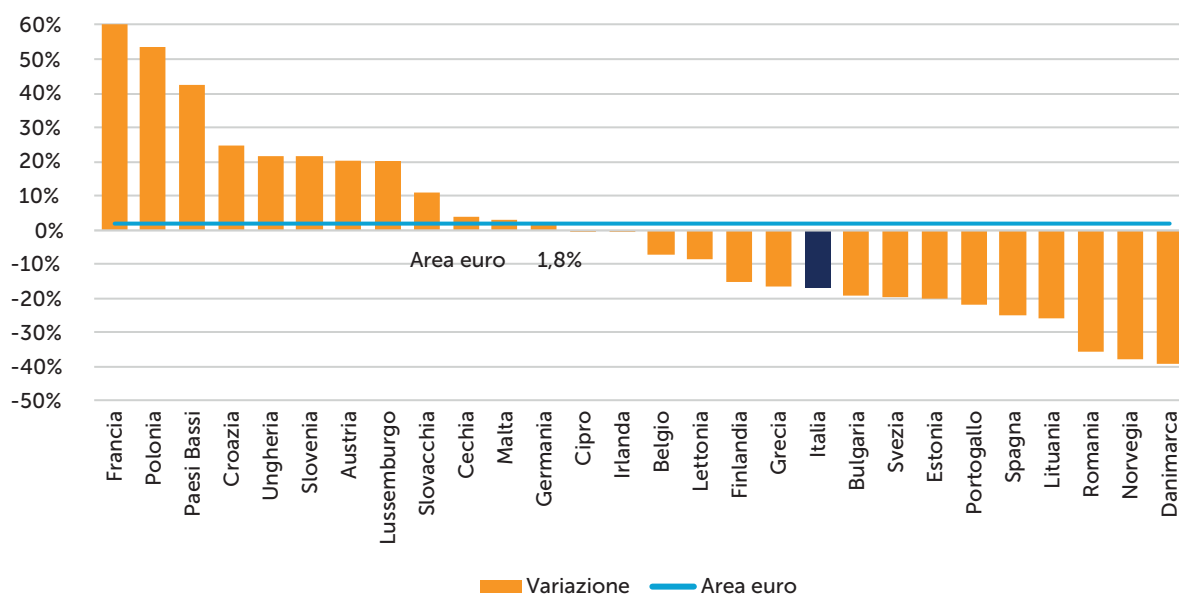
Sempre in riferimento all'Area euro, il confronto tra i valori della sola componente energia mostra un divario positivo in tutte le classi di consumo, ma in marcata diminuzione rispetto al 2022. Il differenziale più elevato si riscontra nella classe DA, per la quale è sceso dal +55% del 2022 al +30% del 2023; il divario minore si verifica nell'ultima classe DE, dove si è ridotto dal +62% al +12% nei due anni considerati. Nella classe intermedia DC il differenziale è sceso dal +52% al +30%.

La componente fiscale dei prezzi italiani presenta, anche nel 2023, una struttura progressiva: il suo valore, infatti, tende ad aumentare al crescere della dimensione dei clienti; nell'Area euro, invece, la componente fiscale mostra un andamento più piatto, evidenziando valori relativamente simili tra le diverse classi di consumo. Diversamente da quanto accadeva nel 2022, anche per tale componente il differenziale tra Italia e Area euro nel 2023 è divenuto sempre positivo per tutte le categorie di consumo; nella classe DB e DC si attese rispettivamente a +48 e +38%.

Prezzi per i clienti non domestici

I prezzi per i clienti non domestici pagati nel corso del 2022 e del 2023 sono illustrati nella tavola 1.14. Nel 2023 il prezzo totale (al lordo di tutte le imposte) più alto in Europa è stato pagato dai clienti di Cipro (33,18 c€/kWh), seguiti dai clienti di Ungheria, Slovacchia e Paesi Bassi; al quinto posto i clienti industriali italiani, che hanno pagato 28,90 c€/kWh. L'analisi dei prezzi rilevati nel 2023 per i consumatori non domestici nel contesto internazionale evidenzia però che la significativa riduzione dei prezzi nazionali (-17%) ha notevolmente ridotto lo svantaggio di prezzo delle imprese italiane rispetto alla media dell'Area euro.

Nel corso del 2023 nell'Unione europea i prezzi per i clienti non domestici sono diminuiti rispetto all'anno precedente in 13 Paesi, tra cui l'Italia; in due Paesi il prezzo è rimasto invariato, mentre nei restanti 12 ha registrato un aumento (Fig. 1.15).

FIG. 1.15 Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici nel 2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

In Francia i prezzi hanno subito l'incremento più elevato (+61%); grazie a questo significativo aumento, nel 2023 il differenziale con la Francia è sceso al +17%, riducendosi di oltre 100 punti percentuali rispetto allo scorso anno. Anche lo svantaggio dei prezzi italiani rispetto a quelli pagati dagli industriali tedeschi, altro principale Paese manifatturiero in Europa, è sceso, attestandosi al +13% rispetto al +38% registrato nel 2022. Come nel caso dei clienti domestici, è invece cresciuto il differenziale rispetto ai prezzi spagnoli, che nel corso del 2023 sono diminuiti in misura maggiore di quelli italiani (-25%); pertanto nel 2023 il prezzo medio italiano è risultato più elevato del 55% rispetto a quello spagnolo, mentre nel 2022 era del 40% superiore.

Più in generale, la discesa dei prezzi italiani ha fatto registrare un miglioramento anche nei confronti dei Paesi dell'Area euro, rispetto ai quali nel 2023 il prezzo italiano risulta più elevato del 16%, ma ha recuperato 29 punti percentuali rispetto al 2022 (era +45% un anno fa).

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

PAESI	2022				2023			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	14,43	2,93	4,89	22,25	18,74	3,40	4,66	26,80
Belgio	16,20	2,22	6,73	25,15	14,69	2,29	6,34	23,32
Bulgaria	25,65	2,35	-7,80	20,20	11,55	2,60	2,21	16,36
Cechia	14,26	4,03	4,84	23,13	15,86	3,86	4,29	24,01
Cipro	18,99	2,13	12,07	33,19	17,74	2,38	13,06	33,18
Croazia	15,52	3,32	3,96	22,80	20,39	3,31	4,70	28,40
Danimarca	18,40	2,61	8,44	29,45	10,50	2,61	4,80	17,91

(segue)

PAESI	2022				2023			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Estonia	15,64	2,69	5,14	23,47	10,62	3,71	4,41	18,74
Finlandia	9,02	2,12	2,58	13,72	7,13	2,20	2,32	11,65
Francia	9,72	2,7	2,91	15,33	17,65	2,94	4,08	24,67
Germania	12,98	3,49	8,76	25,23	13,81	4,21	7,60	25,62
Grecia	27,62	1,35	-6,69	22,28	15,77	1,63	1,17	18,57
Irlanda	21,16	3,68	3,28	28,12	22,78	3,57	1,64	27,99
Italia	25,24	3,26	6,30	34,80	17,45	2,93	8,52	28,90
Lettonia	12,64	3,95	5,12	21,71	13,23	2,83	3,78	19,84
Lituania	17,48	3,9	4,73	26,11	12,77	3,83	2,77	19,37
Lussemburgo	13,02	2,30	1,74	17,06	15,28	4,25	0,99	20,52
Malta	10,50	2,70	0,82	14,02	10,92	2,70	0,84	14,46
Paesi Bassi	13,53	2,51	4,95	20,99	17,35	4,25	8,28	29,88
Polonia	8,49	2,68	6,91	18,08	10,62	4,56	12,58	27,76
Portogallo	13,24	3,42	1,31	17,97	12,20	3,90	-2,02	14,08
Romania	21,84	2,65	6,63	31,12	12,29	3,22	4,47	19,98
Slovacchia	17,12	4,02	7,01	28,15	18,34	4,24	8,63	31,21
Slovenia	14,48	1,56	4,11	20,15	17,59	2,20	4,69	24,48
Spagna	16,44	2,80	5,62	24,86	11,66	3,26	3,72	18,64
Svezia	9,09	2,34	2,95	14,38	6,89	2,28	2,38	11,55
Ungheria	18,11	3,21	5,45	26,77	18,36	6,61	7,59	32,56
Unione europea	15,09	2,96	5,46	23,51	14,67	3,47	6,09	24,23
Area euro	15,71	3,00	5,68	24,39	15,55	3,40	5,88	24,83
Norvegia	9,42	1,19	3,23	13,84	5,33	1,11	2,14	8,58

Fonte: Eurostat.

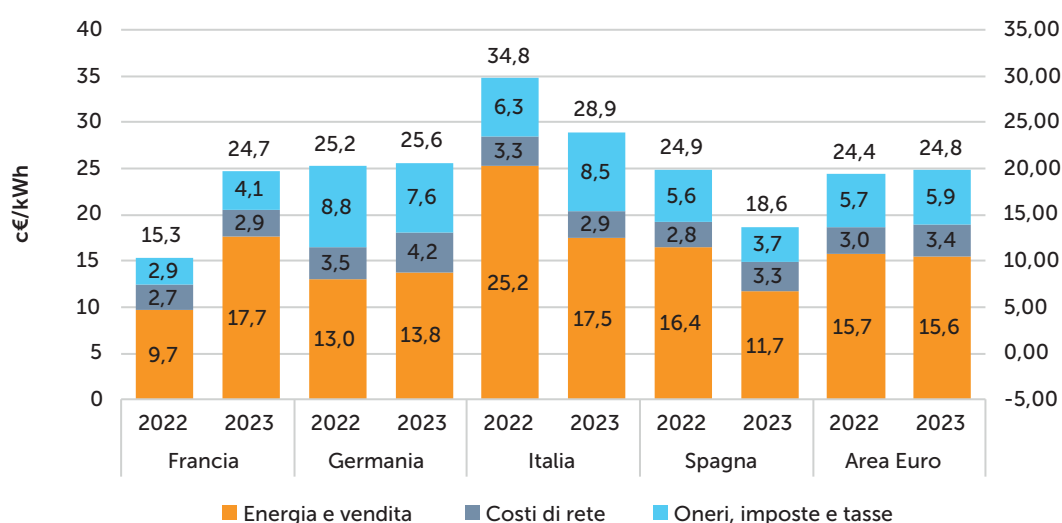
Nel 2023 la media ponderata dei prezzi lordi delle classi di consumo non domestico (Fig. 1.16) è scesa in Italia da 34,8 c€/kWh a 28,90 c€/kWh ed è aumentata del 2% circa nell'Area euro, da 24,39 c€/kWh a 24,83 c€/kWh; gli industriali italiani hanno quindi pagato un prezzo medio lordo più alto di 4,07 c€/kWh rispetto alla media dell'Area euro, recuperando in misura sostanziale la competitività persa nel 2022. Nel 2022, infatti, i clienti non domestici hanno pagato 10,41 c€/kWh in più rispetto alla media dell'Area euro.

La diminuzione dei prezzi lordi in Italia è dovuta alla netta diminuzione della materia energia (-31%) che è passata da 25,2 a 17,5 c€/kWh, nonché alla riduzione parziale dei costi di rete (-10%) che sono scesi a 2,93 c€/kWh; la diminuzione del prezzo totale è stata invece parzialmente attenuata dalla crescita della componente fiscale (+35%) che è passata da 6,30 c€/kWh del 2022 a 8,52 c€/kWh del 2023. Ciò a causa del ripristino della voce relativa agli oneri generali, il cui azzeramento nel 2022 non è stato prorogato nel 2023.

Analizzando le singole voci che concorrono alla formazione del prezzo finale si riscontra che, con l'eccezione della Francia, la componente relativa all'energia e alla vendita pagata dai clienti non domestici italiani è più alta rispetto agli altri principali Paesi europei; i corrispettivi dei costi di rete sono nettamente inferiori (-30% rispetto ai clienti non domestici tedeschi, 10% rispetto alla Spagna e -14% rispetto all'Area euro), mentre la componente fiscale in Italia risulta particolarmente elevata (+109% rispetto alla Francia, +12% rispetto alla Germania e +129% rispetto alla Spagna).

Nell'Area euro i prezzi lordi sono aumentati principalmente a causa di un notevole incremento dei costi di rete (+13,3%) e dell'aumento del 3,5% degli oneri fiscali, parzialmente mitigati dalla riduzione del costo della materia energia (-1%).

FIG. 1.16 Componenti dei prezzi dell'energia elettrica 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 nel *database* Eurostat suddividendo i clienti per classi di ampiezza del consumo annuo. In questo caso le classi sono sette: IA: consumi inferiori a 20 MWh; IB: consumi da 20 a 500 MWh; IC: consumi da 500 a 2.000 MWh; ID: consumi da 2.000 a 20.000 MWh; IE: consumo da 20.000 a 70.000 MWh; IF: consumi da 70.000 a 150.000 MWh; IG: consumi superiori a 150.000 MWh⁶. In Italia le classi più rilevanti sono la IB e la ID, in cui si concentrano, rispettivamente, il 27,6% e il 23,7% del totale dell'energia fatturata nel 2023 al settore non domestico. I prezzi medi commentati finora sono calcolati come media dei prezzi rilevati in ciascuna classe, ponderata per l'energia venduta ai clienti delle diverse classi nei vari Paesi. L'andamento di tali prezzi medi riflette, pertanto, quello verificatosi nelle diverse classi di consumo.

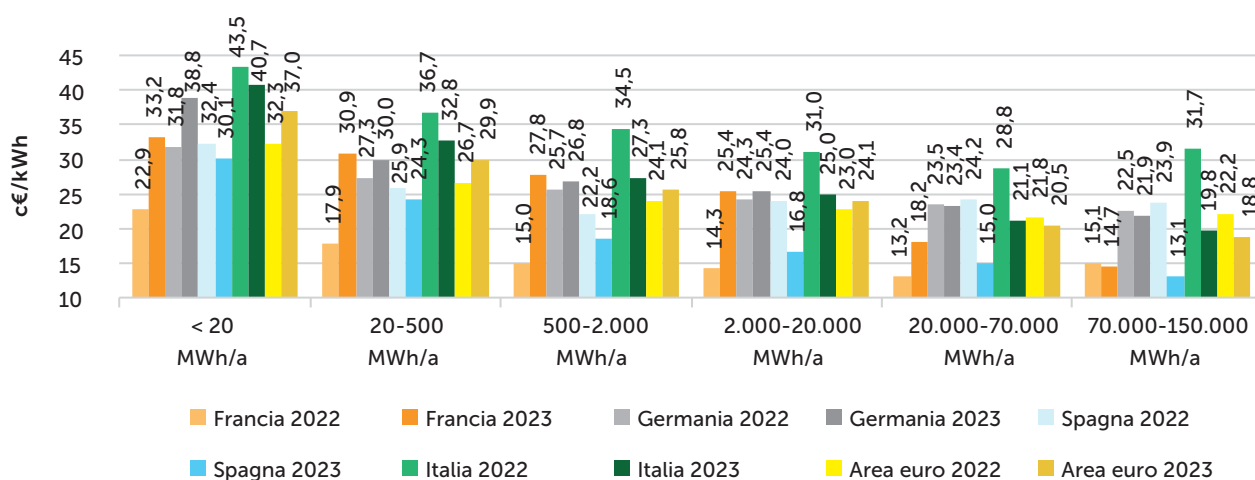
Nel 2023 il prezzo medio lordo italiano dei clienti non domestici è risultato in diminuzione rispetto all'anno precedente per tutte le classi di consumo analizzate; le riduzioni vanno dal valore minimo, pari al -6%, nella prima classe di consumo IA, fino ad arrivare al -37% nell'ultima classe IF (Fig. 1.17). Tali variazioni sono guidate prevalentemente dalla riduzione del prezzo della componente energia, che registra un decremento in maniera progressiva per le classi di consumo, dal -22% nella classe IA al 41% nella classe IF. Al contrario, nell'Area euro i valori della componente energia e vendita hanno registrato variazioni in aumento rispetto al 2022 dalla classe IA fino

⁶ L'analisi non comprende quest'ultima classe perché per diversi paesi i dati non vengono pubblicati, in quanto riservati.

alla classe ID, sebbene i rincari risultino via via più tenui all'aumentare delle dimensioni dei clienti: dall'incremento del 18% per la classe IA si scende, infatti, all'aumento del 3% per la classe ID. Nelle classi IE e IF si sono osservate invece riduzioni della componente energia, rispettivamente pari al -8% e al -17%.

Come per la componente relativa a energia e vendita, anche per quella a copertura dei costi di rete nei prezzi italiani si sono osservate riduzioni rispetto al 2022 in tutte le classi, con decrementi proporzionalmente più elevati all'aumentare dei consumi. A fronte di un calo del 9% per i clienti della prima classe, i costi di rete risultano diminuiti fino al -23% per i clienti della classe IF. All'opposto, nei valori medi per l'Area euro, la componente di rete è risultata in aumento per tutte le classi, specialmente per la classe IF, dove è salita del 22%, ma anche per le altre classi di consumo si evidenziano rincari intorno al 12%.

FIG. 1.17 Prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei



Fonte: Eurostat.

Nelle classi dove si concentra oltre la metà dell'energia acquistata in Italia per usi non domestici, che come appena visto sono la IB e la ID, nel 2023 i clienti italiani hanno pagato un prezzo totale superiore a quello degli omologhi clienti nell'Area euro, rispettivamente del 9,8% e del 3,6%. Per tali clienti lo svantaggio di prezzo risulta, quindi, molto più contenuto rispetto a quello che emerge dal confronto del prezzo medio ponderato di tutte le classi (+16%).

I differenziali dei prezzi italiani rispetto a quelli dell'Area euro si dimezzano se, anziché considerare il prezzo comprensivo di oneri e imposte, si confronta il prezzo al netto di tali componenti, che le imprese possono traspasare sui loro clienti. Emerge, in questo caso, come nel 2023 le imprese italiane abbiano pagato in media prezzi più elevati dell'8% rispetto a quelle dell'Area euro. Nelle due classi più rilevanti per l'Italia, il divario di prezzo pagato dai clienti italiani cambia addirittura di segno e si tramuta in un vantaggio, ancorché piccolo, rispetto alle imprese dell'Area euro. Per i clienti che consumano da 20 a 500 MWh/anno (classe IB) il prezzo italiano, pari a 21,7 c€/kWh, si confronta infatti con quello di 22,4 c€/kWh osservato nella media dell'Area euro, così come nel caso dei clienti medio-grandi, che consumano da 2 a 20 GWh/anno (classe ID), per i quali il prezzo italiano nel 2023 è risultato pari a 18,3 c€/kWh, contro i 18,4 c€/kWh pagati dai clienti nell'Area euro. Al netto delle componenti fiscali, i prezzi italiani risultano molto competitivi anche nei confronti della Francia: nelle prime quattro classi i clienti italiani hanno pagato nel 2023 prezzi inferiori del 15% circa rispetto ai corrispondenti

clienti francesi. Nel confronto con i prezzi netti registrati in Germania, i clienti italiani risultano avere pagato un prezzo inferiore (-3%) rispetto ai corrispondenti clienti tedeschi solo nel caso della classe IC (consumi tra 500 e 2.000 kWh all'anno), mentre nelle altre classi i prezzi sono risultati simili (classe IA) o lievemente superiori, almeno fino alla classe IF. La differenza tra i prezzi netti italiani e quelli spagnoli resta, invece, molto favorevole per i clienti spagnoli in tutte le classi.

Prezzi del gas

Prezzi per i clienti domestici

Al contrario di quanto osservato nel 2022, nel 2023 i prezzi italiani del gas naturale per usi domestici sono divenuti più bassi della media dei prezzi nell'Area euro (Tav. 1.15). Più precisamente, mentre nel 2022 i consumatori italiani pagavano il 13% in più del consumatore medio dell'Area euro, nel 2023 hanno pagato l'8% in meno.

Nell'anno appena trascorso il prezzo totale (cioè comprensivo di imposte e oneri) più elevato per i clienti domestici gas si è registrato in Svezia (25,17 c€/kWh) e nei Paesi Bassi (20,48 c€/kWh), mentre i prezzi più bassi si sono osservati in Romania (5,57 c€/kWh), Croazia (4,55 c€/kWh) e Ungheria (3,33 c€/kWh). Il prezzo italiano, pari a 11,36 c€/kWh, si è collocato nella fascia intermedia, come appena detto al di sotto di quello dell'Area euro, ma anche inferiore ai valori della media dei paesi dell'Unione.

Il prezzo al lordo di oneri e imposte è cresciuto rispetto all'anno precedente in 15 paesi, mentre è diminuito nei restanti 9 pubblicati dall'Eurostat, considerato che per Cipro, Finlandia e Malta i dati non sono resi disponibili perché ritenuti statisticamente riservati⁷ (Fig. 1.18).

L'aumento dei prezzi lordi in Italia (Tav. 1.15 e Fig. 1.18), in media pari al +2,3% (da 11,10 c€/kWh a 11,36 c€/kWh), è imputabile all'incremento del prezzo della materia energia (da 7,54 c€/kWh a 8,72 c€/kWh), che incide sul prezzo totale per il 77%, e all'aumento dei costi di rete (+30%); tali aumenti sono stati fortemente calmierati dal calo della voce oneri, imposte e tasse (-99%) determinato dalle politiche applicate su tale componente dal Governo italiano, come evidenziato in premessa. Anche nell'Area euro il prezzo lordo è cresciuto per gli stessi motivi, ma con un ordine di grandezza più elevato. L'aumento del 25,8% del prezzo finale (passato da 9,85 c€/kWh a 12,39 c€/kWh) è infatti dovuto all'aumento del 37,5% del costo della materia energia (che incide sul prezzo finale per il 64%) e a quello della componente costi di rete, salita del 20%.

⁷ Il regolamento (UE) n. 1952/2016 si attiene alle norme sulla riservatezza dei dati stabilite dal regolamento (CE) n. 233/2009 dell'11 marzo 2009, che definisce "dati riservati" quelli 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)*

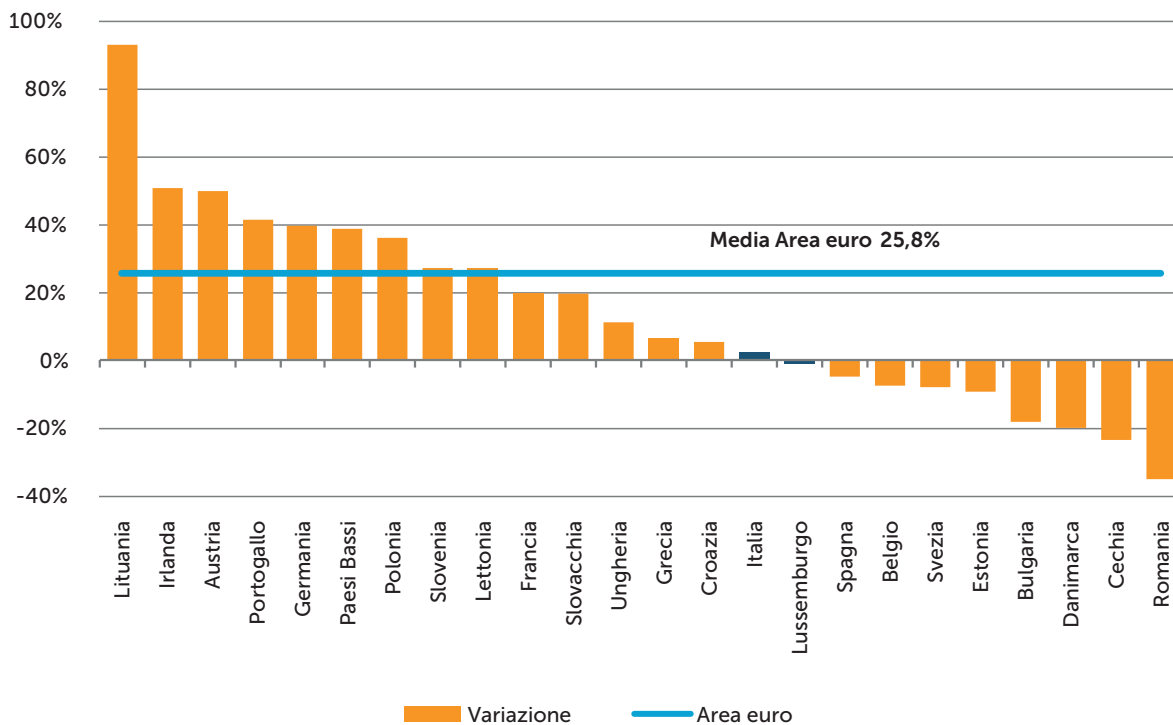
PAESI	2022				2023			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	6,02	1,79	2,37	10,18	10,10	1,99	3,19	15,28
Belgio	8,69	1,60	1,31	11,60	7,79	1,69	1,27	10,75
Bulgaria	7,90	1,47	0,41	9,78	5,38	1,56	1,05	7,99
Cechia	10,92	1,47	2,60	14,99	7,96	1,50	1,99	11,45
Croazia	2,92	0,90	0,50	4,32	3,44	0,90	0,21	4,55
Danimarca	12,98	1,44	3,61	18,03	6,52	1,78	6,14	14,44
Estonia	7,51	0,73	2,10	10,34	6,52	0,93	1,94	9,39
Francia	4,68	2,45	2,46	9,59	6,10	2,64	2,75	11,49
Germania	4,76	1,48	2,29	8,53	7,53	1,96	2,43	11,92
Grecia	8,42	1,61	0,67	10,7	8,50	2,01	0,89	11,4
Irlanda	6,17	2,87	1,64	10,68	11,02	3,01	2,09	16,12
Italia	7,54	2,02	1,54	11,10	8,72	2,62	0,02	11,36
Lettonia	7,30	1,88	1,93	11,11	9,05	2,42	2,65	14,12
Lituania	6,18	1,09	1,69	8,96	12,42	1,87	3,00	17,29
Lussemburgo	8,46	1,50	-1,23	8,73	11,09	1,76	-4,18	8,67
Paesi Bassi	7,95	1,10	5,69	14,74	11,07	1,43	7,98	20,48
Polonia	4,30	1,15	0,06	5,51	4,80	1,24	1,46	7,50
Portogallo	5,75	3,17	3,03	11,95	9,42	3,35	4,16	16,93
Romania	6,34	0,88	1,37	8,59	3,59	1,09	0,89	5,57
Slovacchia	2,60	1,67	0,85	5,12	3,07	2,03	1,02	6,12
Slovenia	5,04	1,25	1,77	8,06	7,18	1,33	1,76	10,27
Spagna	6,46	1,38	3,18	11,02	7,76	1,83	0,93	10,52
Svezia	13,12	5,93	8,21	27,26	10,45	6,90	7,82	25,17
Ungheria	1,52	0,83	0,64	2,99	1,10	1,52	0,71	3,33
Unione europea ^(A)	5,96	1,75	2,09	9,80	7,34	2,03	2,09	11,46
Area euro	5,81	1,81	2,23	9,85	7,99	2,17	2,23	12,39

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

Fonte: Eurostat.

Anche escludendo la componente fiscale, la cui variazione negativa in Italia – come appena visto – ha contro-bilanciato i rincari delle altre voci, l'aumento del prezzo netto per i clienti italiani resta inferiore a quello dell'Area euro. Nel 2023, infatti, il prezzo netto italiano è cresciuto del 19% (da 9,56 c€/kWh a 11,34 c€/kWh), mentre quello dell'Area euro è aumentato del 33% (da 7,62 c€/kWh a 10,16 c€/kWh). Il differenziale dei prezzi italiani rispetto all'Area euro in termini di prezzi netti si è quindi ridotto, dal +25% al +12%, e ha recuperato 14 punti percentuali, ma è rimasto positivo, non riuscendo a invertire il segno com'è accaduto nel caso dei prezzi lordi (che, come detto poco sopra, è passato da +13% a -8%).

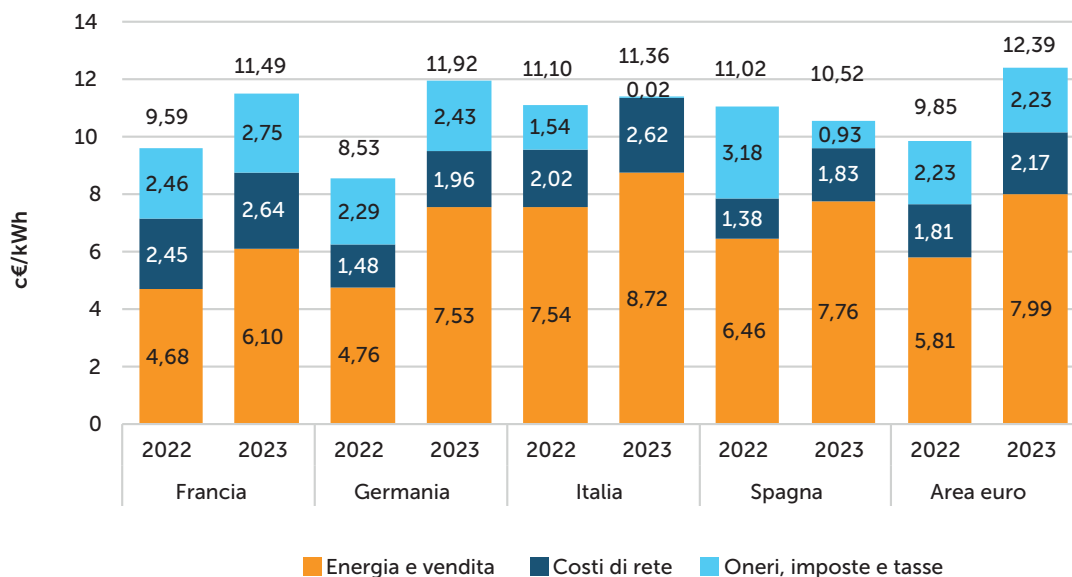
FIG. 1.18 *Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi domestici nel 2023*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Guardando al confronto con i principali paesi europei, quelli cioè i cui mercati presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia, il prezzo lordo medio italiano (11,36 c€/kWh) è risultato inferiore a quelli di Germania (-5%) e Francia (-1%), ma dell'8% più elevato rispetto a quello della Spagna, dove i clienti domestici nel 2023 hanno pagato mediamente un prezzo di 10,52 c€/kWh (Fig. 1.19).

FIG. 1.19 *Componenti dei prezzi del gas naturale per usi domestici nei principali paesi europei*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

La scomposizione del prezzo medio mostra che la convenienza dei prezzi italiani è dovuta pressoché integralmente alla componente fiscale, che nel 2023 si è sostanzialmente azzerata (0,02 c€/kWh); la componente oneri e imposte risulta, quindi, la più bassa rispetto a tutti i paesi principali dell'Area euro, con una differenza media pari al -99%.

L'Italia, invece, registra il valore della componente energia più elevato in assoluto (8,72 c€/kWh). Il differenziale con i prezzi degli altri paesi calcolato solo sulla componente della materia prima mostra, infatti, che i prezzi italiani sono più elevati del 43% rispetto a quelli francesi, del 12,4% rispetto a quelli della Spagna e del 15,8% rispetto alla Germania.

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 69,3% circa dei volumi complessivamente venduti. Il restante 30% delle vendite si divide per il 15,6% nella classe D1 e per il 15,2% nella classe D3. In Italia il 75% del gas venduto è quindi acquistato da clienti i cui consumi annui non superano i 5.200 m³.

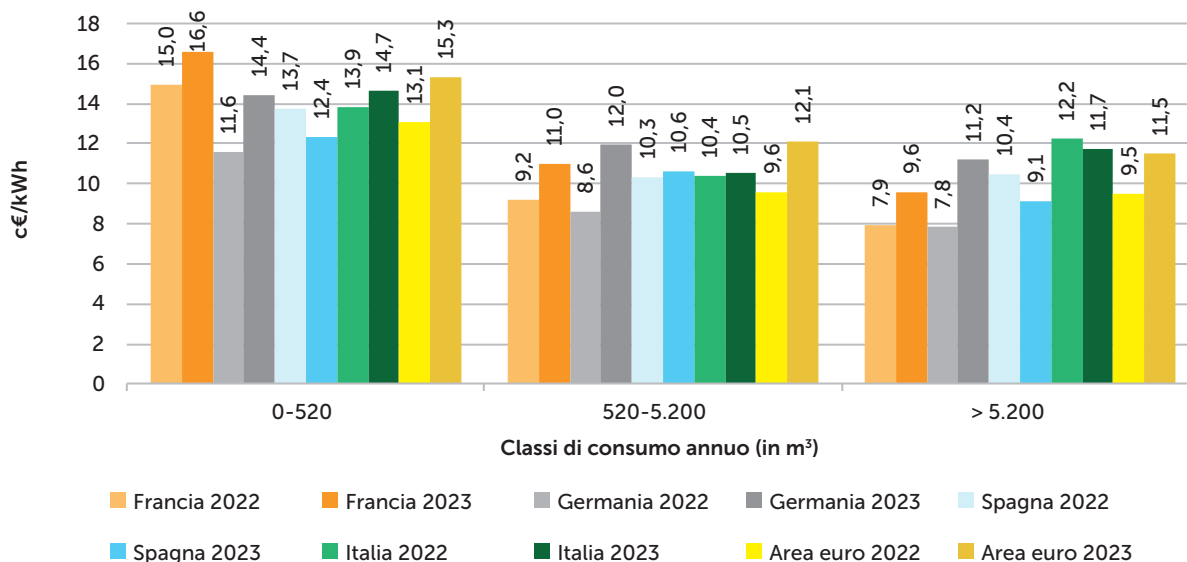
L'incremento del prezzo lordo del gas per usi domestici italiano analizzato finora, pari al 2,3%, può essere dettagliato nell'andamento delle tre classi di consumo, di cui costituisce la media ponderata; nel 2023 i prezzi per i clienti delle classi D1 e D2 hanno registrato aumenti pari al +5,9% e +1,3% rispetto al 2022; solo nell'ultima classe D3 si è registrata una riduzione del prezzo lordo pari al -3,9%. Nell'Area euro i prezzi sono risultati in crescita per tutte e tre le classi di consumo, ma con tassi di variazione molto più ampi di quelli italiani; si riscontrano, infatti, incrementi rispetto al 2022 del +17% per la classe D1, del +27% per la D2 e del 22% per la D3 (Fig. 1.20). Con l'eccezione della Spagna per le due classi estreme, l'Italia è il paese in cui i prezzi sono cresciuti in misura minore.

Ciò ha determinato un forte ridimensionamento dei differenziali dei prezzi italiani nei confronti di quelli degli altri paesi, se non addirittura un loro cambio di segno. Così, per esempio, i clienti italiani della classe D1, che nel 2022 affrontavano un prezzo del 5,8% superiore a quello pagato nella media dell'Area euro, nel 2023 hanno pagato il 4,2% in meno. Ancora più significativo il risultato per la classe D2: lo svantaggio dell'8,9% per i clienti italiani nel 2022 (determinato da un prezzo in Italia pari a 10,4 c€/kWh e nella media dell'Area euro pari a 9,6 c€/kWh) nel 2023 è divenuto un vantaggio del 13% essendo i prezzi italiani cresciuti poco (10,5 c€/kWh), mentre quelli dell'Area euro sono saliti a 12,1 c€/kWh. Lo stesso fenomeno si riscontra anche nei confronti di Francia e Germania e, solo nel caso della classe D2, anche della Spagna. Nel 2023 il prezzo italiano per i clienti della classe D2 è risultato inferiore del 4,4% rispetto a quello francese (nel 2022 era del 13% superiore), inferiore dell'11,9% rispetto a quello tedesco (nel 2022 era invece più alto del 21%), nonché inferiore dello 0,8% rispetto a quello spagnolo (nel 2022 era più alto dello 0,8%). Nelle altre due classi D1 e D3, invece, i prezzi più convenienti sono risultati quelli spagnoli, anche perché hanno registrato una riduzione rispetto al 2022 pari al -10,1% nella classe D1 e al -12,4% nell'ultima classe.

Opposti risultati si ottengono analizzando il prezzo della componente energia: in questo caso il valore italiano risulta superiore a quello che si osserva in tutti gli altri paesi analizzati e per tutte le classi. Per questa voce di prezzo i consumatori italiani hanno pagato il 20,1% in più nella classe D1, il 5,3% in più nella classe D2 e l'8,8% in più nella classe D3, rispetto ai consumatori dell'Area euro. Positivo è anche il differenziale relativo ai costi di rete in tutte e tre le classi di consumo se confrontato con l'Area euro: +11,1% nella prima classe, +15,1% nella seconda classe e +35% nell'ultima classe, che sconta una posizione meno vantaggiosa. Tale situazione è dovuta al fatto che sia in Italia che nell'Area euro gli incrementi dei prezzi netti risultano crescenti nelle classi D1 e D2, per poi leggermente decrescere nell'ultima classe D3.

L'incidenza fiscale, dunque, è risultata particolarmente vantaggiosa in Italia nel 2023 e, come si è già avuto modo di osservare, la fiscalità è la componente che ha concorso alla riduzione dei prezzi finali italiani, anche per i clienti con consumi più elevati; nella prima classe tale componente è risultata inferiore del -139% rispetto all'Area euro, del -105% nella classe D2.

FIG. 1.20 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

Nel 2023 i prezzi più elevati del gas naturale per usi non domestici nell'Unione europea si sono registrati in Svezia (15,80 c€/kWh), in Ungheria (11,90 c€/kWh) e in Finlandia (11,60 c€/kWh); viceversa, i prezzi più bassi sono risultati quelli della Spagna (4,99 c€/kWh) e quelli di Bulgaria e Romania (in entrambi i paesi pari a 6,04 c€/kWh) (Tav. 1.6). Con 8,23 c€/kWh l'Italia si è collocata a metà circa della classifica.

Il prezzo medio totale al lordo di oneri e imposte ha registrato un aumento rispetto al 2022 in soli sei paesi, mentre in tutti gli altri 19 paesi ha evidenziato una diminuzione (Fig. 1.21). Analogamente a quanto osservato per gli usi domestici, anche nel caso dei clienti non domestici i prezzi italiani hanno registrato il maggiore calo (-17,8%), sia rispetto alla media dell'Area euro (10,5%), sia rispetto alla Germania (-6,1%). Il prezzo medio spagnolo, che di fatto si è dimezzato rispetto al 2022, è però quello che ha realizzato la discesa più ampia rispetto a tutti i paesi dell'Unione europea osservati. In Francia, al contrario, il prezzo è aumentato del 12,5% rispetto al 2022.

Nel 2023 la differenza tra il prezzo medio corrisposto dai clienti non domestici italiani (8,23 c€/kWh) e il prezzo medio pagato nell'Area euro (8,01 c€/kWh) si è molto assottigliata rispetto al 2022, quando era dell'11,8%, ma è rimasta positiva e pari al 2,7%.

La riduzione del prezzo finale in Italia (Tav. 1.16 e Fig. 1.21), da 10,01 c€/kWh a 8,23 c€/kWh, è dovuta a una notevole discesa della componente oneri e imposte, che è diminuita del 43% (da 0,91 c€/kWh a 0,52 c€/kWh) e alla riduzione della componente materia energia (-22%, da 8,41 c€/kWh a 6,54 c€/kWh). Queste riduzioni sono state

parzialmente compensate dal sensibile aumento dei costi di rete (+69,6%, da 0,69 c€/kWh a 1,17 c€/kWh). La diminuzione della voce oneri e imposte, come nel caso dei clienti domestici, è in gran parte dovuta alle misure di sostegno ai consumi adottate dal Governo italiano. Anche nell'Area euro si è registrata un'ampia riduzione del prezzo lordo (-10,5%, da 8,95 c€/kWh a 8,01 c€/kWh), ma, come detto, di circa sette punti percentuali inferiore a quella italiana. La discesa del prezzo finale nella media dei paesi dell'Area euro è imputabile alle medesime componenti osservate per l'Italia: anche in questo caso la componente materia energia si è abbassata del 10% (da 6,50 c€/kWh a 5,85 c€/kWh), così come sono diminuiti oneri e imposte (-23%, da 1,95 c€/kWh a 1,50 c€/kWh), mentre la componente dei costi di rete è aumentata del 32% (da 0,50 c€/kWh a 0,66 c€/kWh).

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

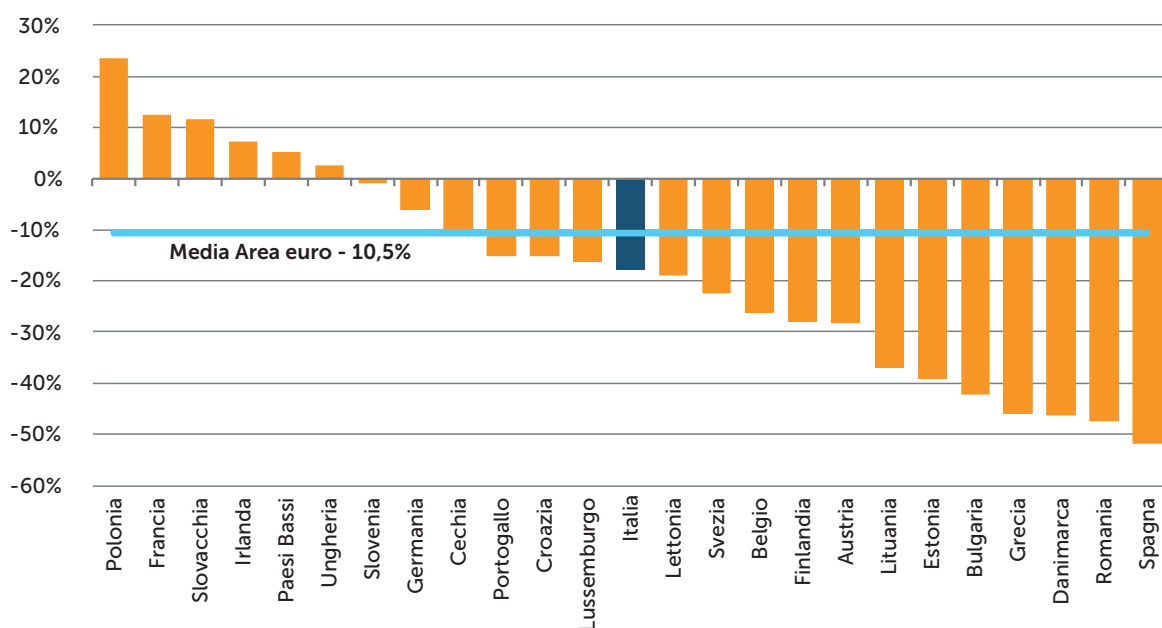
PAESI	2022				2023			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	7,96	0,43	2,23	10,62	5,49	0,49	1,63	7,61
Belgio	7,10	0,26	1,10	8,46	5,18	0,27	0,80	6,25
Bulgaria	9,43	0,40	0,65	10,48	4,81	0,43	0,80	6,04
Cechia	6,67	0,66	1,70	9,03	5,96	0,63	1,55	8,14
Croazia	6,73	0,54	0,96	8,23	6,09	0,51	0,39	6,99
Danimarca	11,06	0,60	4,79	16,45	4,72	0,82	3,31	8,85
Estonia	10,92	0,70	2,74	14,36	6,14	0,91	1,69	8,74
Finlandia	10,82	0,49	4,82	16,13	6,58	0,67	4,35	11,6
Francia	5,67	0,72	1,69	8,08	6,64	0,60	1,85	9,09
Germania	5,86	0,51	1,97	8,34	5,41	0,67	1,75	7,83
Grecia	10,63	0,74	0,87	12,24	5,30	0,58	0,72	6,60
Irlanda	5,47	1,22	1,03	7,72	5,81	1,40	1,08	8,29
Italia	8,41	0,69	0,91	10,01	6,54	1,17	0,52	8,23
Lettonia	9,16	0,71	2,23	12,10	7,04	0,93	1,85	9,82
Lituania	10,08	0,50	2,36	12,94	5,60	1,01	1,56	8,17
Lussemburgo	8,19	0,52	0,71	9,42	7,35	0,71	-0,18	7,88
Paesi Bassi	6,98	0,27	2,94	10,19	6,56	0,38	3,77	10,71
Polonia	7,44	0,60	0,12	8,16	7,37	0,75	1,96	10,08
Portogallo	6,86	0,29	1,77	8,92	5,77	0,39	1,42	7,58
Romania	9,00	0,61	1,87	11,48	4,48	0,55	1,01	6,04
Slovacchia	7,00	0,85	1,73	9,58	7,64	1,13	1,91	10,68
Slovenia	5,90	0,47	1,54	7,91	5,91	0,57	1,37	7,85
Spagna	7,84	0,37	2,13	10,34	4,35	0,23	0,41	4,99
Svezia	12,50	1,02	6,83	20,35	8,63	1,23	5,94	15,8
Ungheria	8,91	0,34	2,36	11,61	8,31	0,65	2,94	11,9
Unione europea^(A)	6,76	0,51	1,85	9,12	5,94	0,66	1,56	8,16
Area euro	6,50	0,50	1,95	8,95	5,85	0,66	1,50	8,01

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

Fonte: Eurostat.

Nel 2023 sono risultati in diminuzione anche i prezzi netti, nonostante il rincaro della componente dei costi di rete. Questo perché l'incidenza di tale componente sul prezzo totale è molto inferiore a quella della componente energia, la cui diminuzione è stata di entità più elevata. Nel prezzo italiano, infatti, la componente dei costi di rete incide sul prezzo finale solo per il 14%, mentre la componente materia energia pesa sul prezzo finale quasi per l'80%; perciò il prezzo netto italiano ha registrato un calo del 15% rispetto al 2022. Nell'Area euro, invece, la riduzione del prezzo netto si è attestata al 7%, perché anche in questo caso la materia energia pesa sul prezzo finale per il 73%. Grazie alla maggiore riduzione del prezzo netto italiano rispetto a quello dell'Area euro, anche il differenziale verso l'Area euro in termini di prezzi netti è diminuito dal +30% del 2022 al +18% del 2023, recuperando cioè 12 punti percentuali.

FIG. 1.21 *Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nel 2023*



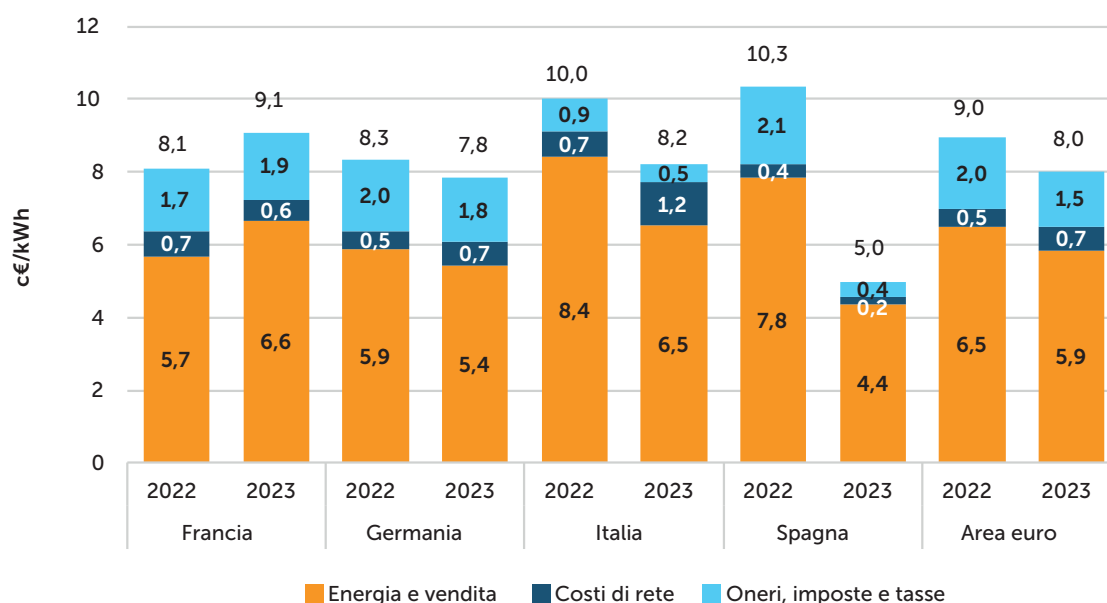
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Nel confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.22) la posizione italiana si è modificata rispetto all'anno precedente, registrando un significativo miglioramento rispetto a Germania e Francia e un peggioramento nei confronti della Spagna. Nel 2022 il prezzo finale del gas italiano per i clienti non domestici era più alto del 24% rispetto a quello francese e del 20% rispetto a quello tedesco. Nel 2023 il prezzo italiano è divenuto inferiore a quello francese del 9% e più alto di quello tedesco solo del 5% (il differenziale si è ridotto di 15 punti percentuali). Tuttavia, rispetto alla Spagna il differenziale è notevolmente peggiorato: se nel 2022 i prezzi italiani risultavano inferiori a quelli spagnoli del 3%, nel 2023 il differenziale è superiore del 65%; gli italiani, infatti, pagano un prezzo quasi doppio rispetto a quello della Spagna (4,99 c€/kWh). Tale fenomeno è determinato, in particolare, dalla distanza sia sulla componente dei costi di rete, che in Spagna è pari a 0,23 c€/kWh generando un differenziale con l'Italia del +409%, sia sulla componente energia, che in Italia evidenzia un valore del 50% superiore a quella spagnola.

Tra i principali paesi europei il prezzo netto più elevato si è registrato in Italia (7,71 c€/kWh), un valore superiore del 6% rispetto a quello della Francia, del 27% rispetto alla Germania e del 68% rispetto alla Spagna. Dal confronto della componente oneri imposte e tasse con gli altri paesi europei, l'Italia evidenzia il valore più basso rispetto a Francia (-72%), Germania (-70%) e Area euro (-65%), ma non rispetto alla Spagna (+27%).

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 precisamente⁸: 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 GJ⁹. 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.

FIG. 1.22 Componenti dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nei principali paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

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.

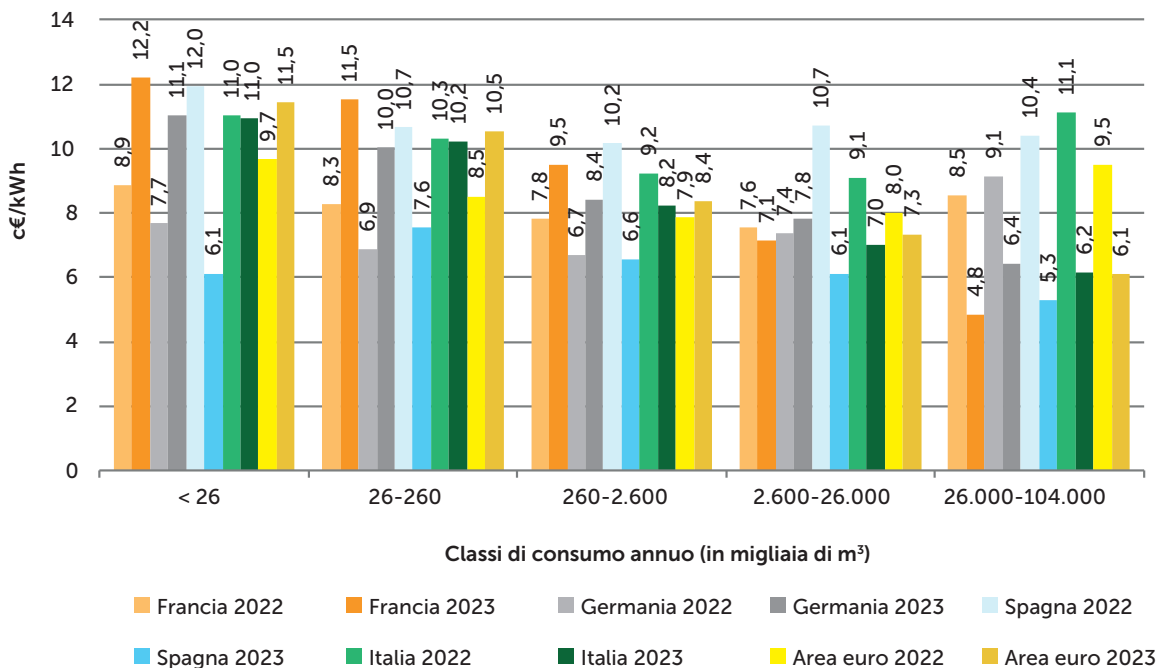
I prezzi italiani sono risultati in diminuzione rispetto al 2022 per tutte le classi e il calo dei prezzi risulta progressivo con l'aumento dell'ampiezza dei consumi (Fig. 1.23). Più in dettaglio, per i clienti delle prime due classi i prezzi sono scesi in misura molto contenuta (-1%), mentre nelle classi I3 e I4, dove si concentra maggiormente il consumo dei clienti industriali italiani, la riduzione del prezzo lordo è risultata pari, rispettivamente, a -10,7% e a -23,1%; i clienti della classe I5, infine, hanno beneficiato di un calo del 45% del prezzo totale. Nell'Area euro, invece, per le prime tre classi di consumo si è registrato un aumento di prezzo rispetto al 2022 (rispettivamente del 18% per la I1, del 24% per la I2 e del 6,3% per la I3), mentre il prezzo per le ultime due classi è risultato in calo come in Italia, ma in misura minore (-8,7% nella classe I4 e -36% nella I5).

⁸ Si riportano, per comodità, le soglie delle classi espresse in m³ e MWh:

- 1.000 GJ corrispondono a circa 26.000 m³ e a circa 278 MWh;
- 10.000 GJ corrispondono a circa 260.000 m³ e a circa 2.778 MWh;
- 100.000 GJ corrispondono a circa 2,6 M(m³) e a circa 27,8 GWh;
- 1.000.000 GJ corrispondono a circa 26 M(m³) e a circa 278 GWh;
- 4.000.000 GJ corrispondono a circa 104 M(m³) e a circa 1.111 GWh.

⁹ L'analisi non comprende quest'ultima classe perché per diversi paesi i dati non vengono pubblicati in quanto riservati.

FIG. 1.23 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 con i principali paesi europei dei prezzi suddivisi per classi di consumatori confermano l'analisi svolta sui prezzi medi ponderati, anche se, ovviamente, i differenziali non sono sempre omogenei. Il prezzo italiano relativo alla prima classe risulta più basso dei corrispondenti in Germania (-10,5%), in Francia (-8,4%) e nell'Area euro (-4,4%), ma del 79% più alto di quello della Spagna, che in tale classe registra un prezzo di 6,1 c€/kWh.

Nella seconda classe i clienti italiani hanno pagato un prezzo in varia misura superiore a quello di tutti i paesi considerati: il divario più piccolo appare nei confronti della Germania, dove il gas è risultato costare l'1,7% in meno che in Italia, mentre il divario più ampio emerge nei confronti della Spagna, dove il gas costa a questi clienti il 67% in meno.

Nelle classi I3, I4 e I5 i clienti italiani hanno pagato un prezzo inferiore solo rispetto a quelli tedeschi (rispettivamente -2,4%, -10,4% e -4,1%); rispetto alla Francia, il differenziale maggiore si verifica nella classe I3 (+7,6%), quello minore nella classe I4 (+2,1%). Rispetto alla Spagna, infine, i differenziali sono tutti positivi a svantaggio dei clienti non domestici italiani che pagano il prezzo più alto nella classe I5 (+106,6%).

Nel 2023 la componente energia in Italia ha evidenziato un valore superiore all'anno precedente solo per la prima classe di consumo (da 8,0 c€/kWh a 8,3 c€/kWh), mentre nelle classi alto consumanti il prezzo è risultato in netto calo: nella classe I4 il prezzo è sceso del 27%, nella I5 del 47% e nella I6 del 55%. *Trend* relativamente analoghi si possono osservare per l'Area euro. In Germania il prezzo della componente energia è rincarato per tutte le classi di consumo, tranne che per l'ultima; in Francia è cresciuto per le prime tre classi e diminuito per le ultime due. In Spagna è drasticamente diminuito per tutte le classi di consumo, da un minimo di -12,6% per la classe I2, a un massimo di -48,2% per la classe I1.

Andamento dell'economia e del clima nel 2023

L'economia italiana ha registrato, nel 2023, un aumento del PIL dello 0,9%, a fronte di una crescita media dell'Area euro dello 0,4% e, all'interno di quest'ultima, del dato negativo registrato dalla Germania, primo partner commerciale dell'Italia, pari a -0,3%.

L'andamento tutto sommato positivo dell'economia italiana, almeno confrontata al contesto europeo e in particolare a quello tedesco, è stato trainato anzitutto dagli Investimenti fissi lordi, in aumento del 4,7%. All'interno di questi, la componente Beni strumentali ha registrato un'accelerazione addirittura del 6,3% e, sempre all'interno degli Investimenti fissi lordi, quella delle costruzioni è salita del 3,1%.

I consumi nazionali sono aumentati complessivamente dell'1,2%; con un ritmo analogo sono salite le componenti Consumi delle famiglie e Spesa delle amministrazioni pubbliche.

Nei consumi privati, ha spiccato la crescita della domanda di servizi (+3,8%), mentre l'acquisto di beni è sceso dell'1,1%. I beni durevoli sono risultati in calo dell'1,7% e quelli semidurevoli hanno accusato una contrazione ancora maggiore (-5,4%), in quanto beni spesso d'acquisto "comprimibile", come ad esempio l'abbigliamento. In forte aumento, invece, la domanda di beni durevoli (+5,7%), sostenuta soprattutto dall'acquisto di auto, mentre sono risultati in calo mobili ed elettrodomestici.

Salgono anche le Esportazioni nette (Esportazioni-Importazioni), registrando un +0,3%. Ma riguardo alle sole esportazioni, l'andamento nel 2023 è stato sostanzialmente piatto (+0,2%) a causa di un contesto internazionale poco favorevole, con una UE (sbocco principale dei prodotti italiani) a crescita limitata, e una crescita USA che compensa solo in parte la ristagnante Europa. Anche la rivalutazione dell'Euro nei confronti del dollaro USA (+3% nel 2023) ha limitato l'export italiano fuori dall'Area euro. Nel 2023 in calo le importazioni dello 0,5%, a causa dei consumi interni non effervescenti.

Il tasso di disoccupazione è diminuito al 7,6% nel 2023, rispetto al dato dell'8,1% del 2022. Anche l'inflazione si è ridimensionata con prezzi al consumo scesi dall'8,1% al 5,7%. Di conseguenza l'indice del malessere di Okun (somma dei tassi di disoccupazione e inflazione) è diminuito da 16,2 nel 2022 a 13,3 nel 2023.

Le retribuzioni *pro capite* hanno continuato a salire, ma a ritmi più lenti: nel 2022 la crescita è stata del 3,5%; nel 2023 dell'1,9%.

L'andamento positivo dell'economia italiana e delle sue componenti si è verificato in un contesto internazionale non favorevole su tutti i fronti.

Il calo dei prezzi dell'energia (in particolare gas e petrolio) ha fornito un formidabile aiuto alla bilancia commerciale e alle bollette energetiche di imprese e famiglie. Le imprese hanno potuto diminuire i costi e aumentare la loro competitività, mentre le famiglie, con costi minori per l'energia, hanno avuto a disposizione una quota maggiore di reddito spendibile in altri beni e servizi.

Ma il contesto europeo non è stato altrettanto vantaggioso. Il proseguimento della guerra fra Russia e Ucraina, nonché le conseguenze politiche ed economiche della vicenda, hanno privato le aziende italiane delle opportu-

nità in precedenza offerte dalla domanda, sia russa che ucraina, di manufatti italiani d'alta gamma, soprattutto da parte dei ceti più abbienti di quei paesi. Senza contare il calo di fiducia su imprese e consumatori che provoca un pesante conflitto su territorio europeo, a tutte le economie europee.

La stessa dinamica è maturata, a partire dal quarto trimestre 2023, per il commercio in Medio Oriente, dove il conflitto fra Hamas e Israele sta limitando la propensione al consumo e alle importazioni, sia di Israele che dei Paesi arabi. Ciò anche a causa del pericolo di allargamento del conflitto ad altri paesi. Senza contare le difficoltà provocate sui flussi commerciali attraverso Suez, conseguenti alla guerra in atto. Tutto questo sta provocando incertezza e calo di fiducia di famiglie e imprese, non solo in Medio Oriente, ma anche in Europa.

Inoltre, il primo partner commerciale, ossia la Germania, e la confinante Austria, hanno registrato nel 2023 andamenti negativi del PIL, rispettivamente del -0,3% e -0,7%.

La politica monetaria restrittiva della Banca centrale europea, soprattutto sul fronte degli alti tassi di interesse, ha limitato e sta limitando sotto il livello potenziale consumi privati (specialmente di beni durevoli) e investimenti.

Il rientro a una politica monetaria normale appare più difficoltoso per l'Europa, piuttosto che per altri Paesi occidentali, in quanto il Vecchio Continente comincia a dipendere dall'estero per l'energia in modo crescente, non solo per petrolio e gas, ma anche per prodotti petroliferi finiti quali benzina e gasolio; con il conseguente rischio maggiore di inflazione importata.

Invero, nel 2023, l'embargo UE contro il settore Oil & Gas russo ha rallentato la tendenza alla chiusura degli impianti europei e italiani. Ma nel medio termine, se gli impianti di raffinazione italiani ed europei continueranno coi ritmi di chiusura degli anni passati, la dipendenza energetica di Italia ed Europa salirà ulteriormente, anche considerando una diffusione delle auto elettriche molto più lenta di quanto si prevedeva solo pochi anni fa.

Nel corso del 2023 si sono verificati in Italia numerosi eventi climatici, che hanno provocato danni quantificabili, in diversi settori del sistema economico nazionale.

Per l'Osservatorio città-clima, realizzato da Legambiente in collaborazione con Unipol, nel 2023 si sono registrate temperature record in 20 città italiane, contro un livello di 8 dell'anno 2022.

Complessivamente sono stati 378 gli eventi che hanno provocato impatti pesanti nei vari territori italiani, per un incremento del 22% sul 2022. Tali eventi, più o meno estremi, hanno causato la morte di 31 persone.

Le alluvioni in Romagna, e in particolare nelle province di Ravenna, Forlì-Cesena, Rimini e Bologna, hanno provocato 8,8 mld € di danni. In Toscana sono state interessate da alluvioni, in più periodi del 2023, le province di Firenze, Prato, Pistoia e Livorno; in questo caso i danni sono stati valutati in 4 mld €.

Secondo Coldiretti, gli eventi meteorologici sulla Penisola avrebbero provocato danni all'agricoltura italiana per oltre 6 mld €. Gli eventi meteo anomali e, in particolare, i periodi di siccità avrebbero compromesso gravemente le coltivazioni in campo, determinando il crollo dei raccolti nazionali o delle produzioni di prodotti al consumo da cui dipendono: la produzione di vino è scesa del 20%, quella di pesche del 30%, la produzione di pere è crollata del 63% e quella di miele del 50%.

Al fine di contrastare gli effetti negativi sulla produzione e sull'economia agricola derivanti dagli eventi climatici estremi, come siccità e alluvioni, Coldiretti ha proposto un sistema diffuso di invasi che sarebbe in grado di raccogliere le acque in eccesso nei periodi di abbondanza e redistribuirle nei momenti di bisogno. Laghi artificiali, invasi e casse di compensazione potrebbero sicuramente contribuire ad alleviare il problema della gestione delle risorse idriche, sebbene non trovino generale consenso.

Nel 2023, secondo sondaggi di mUp Research e Norstat, sono stati 5 milioni gli italiani che hanno subito danni all'abitazione privata a causa del maltempo o di calamità naturali. Potendo indicare più cause dannose, secondo gli intervistati quella principale è stata la grandine (49%), seguita dal vento (39,7%), dalle alluvioni (23,3%) e dagli allagamenti (18,1%).

Occorre considerare che almeno una parte di tali eventi si sarebbe verificata anche in condizioni normali, a prescindere dal concorso del cambiamento climatico.

Domanda e offerta di energia in Italia

Nonostante la crescita dell'economia italiana registrata nel 2023 (+0,9%), il consumo interno lordo di energia è sceso, rispetto all'anno precedente, del 4,4% a 141,5 Mtep, portando a un ulteriore forte calo dell'intensità energetica.

Il decremento maggiore è stato registrato, fra le varie fonti di energia, dal carbone, il cui consumo è sceso di oltre un terzo a 4,9 Mtep, ritornando sul *trend* di decremento, interrotto a causa della crisi del gas del 2022. Anche il gas naturale ha subito un calo, sebbene più contenuto, pari al 10,3%, fino a 50,3 Mtep.

Fra i combustibili fossili, la domanda di petrolio è risultata in controtendenza, superando anche la *performance* del PIL. La richiesta di prodotti petroliferi è salita infatti dell'1,5% nel 2023, toccando quota 52,3 Mtep. Da notare che tale dinamica, in parallelo al calo della domanda di gas naturale, ha riportato il petrolio al primo posto tra le fonti più consumate nell'economia energetica italiana. Secondo le prime stime, il maggiore contributo all'aumento dei consumi petroliferi sarebbe arrivato dalla benzina, dal GPL, dal bitume e dai lubrificanti (questi ultimi due prodotti non sono però compresi negli usi energetici).

Buona è risultata anche la crescita delle rinnovabili e dei bioliquidi, aumentati dell'1,1% a 28,5 Mtep, mentre il contributo dei rifiuti non rinnovabili è sceso dell'1,7% a 1,1 Mtep. Infine, è da segnalare l'importante balzo della domanda di energia elettrica, che è aumentata del 19,2% a 4,4 Mtep.

In relazione ai settori dell'economia italiana, l'industria ha registrato un consistente calo dei consumi finali di energia, pari al 6,4%, scendendo a 23 Mtep. I maggiori responsabili della *performance* negativa dell'industria sono stati i combustibili solidi, i cui consumi industriali sono scesi del 43,4%, e i prodotti petroliferi, che hanno registrato il -18,2%. Anche la domanda industriale di elettricità è diminuita del 4%. Continua dunque il processo di deindustrializzazione dell'economia italiana, fenomeno che si riflette ovviamente anche nella dimensione dei consumi energetici.

Il settore trasporti, complessivamente, ha aumentato la domanda di energia dello 0,5% a 36,9 Mtep, grazie all'incremento dei consumi petroliferi (+0,6%) ed elettrici (+5,6%). È sceso del 6,8% il consumo di gas del settore, mentre si è registrato un incremento del 2,2% della domanda di rinnovabili e bioliquidi, soprattutto per l'incremento dei con-

sumi di questi ultimi. Da segnalare che dal settore trasporti proviene solo il 2,2% dei consumi di elettricità, destinati in gran parte al settore ferroviario. Questo nonostante il fatto che a fine marzo 2024 i punti di ricarica pubblici per le auto elettriche abbiano raggiunto quota 54.164 unità e quelli privati siano stimati in oltre 400 mila unità.

Il calo dei consumi industriali è stato compensato solo in parte dalla crescita dei servizi del 5,2%, a quasi 17 Mtep. I servizi sono il comparto che più ha incrementato la domanda di petrolio e prodotti petroliferi, aumentandola del 13,7%; ancora maggiore l'aumento dei consumi settoriali di gas naturale, saliti del 18,3%, mentre il contributo dell'elettricità nel terziario è calato del 2%.

La domanda di energia del settore residenziale si è ridotta dell'8,1%, a 27,6 Mtep, con un calo generalizzato di tutte le forme di energia: quella di petrolio e prodotti petroliferi (in gran parte gasolio e GPL) è diminuita del 6,6%, quella di gas naturale si è ridotta del 12,9%; scendono anche i consumi elettrici del 3%.

TAV. 1.17 Bilancio energetico nazionale nel 2022 e nel 2023 (in ktep)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E DERIVATI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
2022								
+ Produzione	34.710	-	4.824	2.544	26.176	1.166	-	-
+ Saldo importazioni	152.251	7.828	78.258	59.453	2.637	-	-	4.075
- Saldo esportazioni	33.083	237	28.079	3.779	610	-	-	379
+ Variazione delle scorte	-3.346	-181	-1.007	-2.114	-45	-	-	-
= Disponibilità energetica lorda	150.531	7.411	53.996	56.104	28.158	1.166	-	3.696
- Bunkeraggi marittimi e aviazione internaz.le	5.311	-	5.311	-	-	-	-	-
= Consumo interno	145.220	7.411	48.686	56.104	28.158	1.166	-	3.696
Ingressi in trasformazione	137.597	8.637	86.870	23.005	17.993	867	-	225
Uscite dalla trasformazione	113.984	1.653	84.279	185	1.396	-	2.054	24.416
Settore Energia	7.484	43	4.400	898	213	-	365	1.565
Perdite di distribuzione	2.105	-	0	264	-	-	195	1.647
Disponibile per consumo finale	112.018	383	41.695	32.122	11.348	299	1.494	24.677
Consumo finale non energetico	5.662	9	5.103	550	-	-	-	-
Consumo finale energetico	110.778	394	40.994	31.572	11.348	299	1.494	24.677
+ Industria	24.627	394	3.119	10.162	516	281	555	9.599
+ Trasporti	36.685	-	33.472	1.049	1.389	-	-	775
+ Servizi	16.138	-	515	5.006	2.195	17	238	8.166
+ Residenziale	30.043	-	1.677	14.974	7.148	-	686	5.558
+ Agricoltura e pesca	3.107	-	2.049	382	100	-	7	569
+ Altri settori	178	-	162	-	-	-	6	10
Differenze statistiche	-4.422	-20	-4.402	-0	-	-	-	-0
2023								
+ Produzione	35.980	-	5.776	2.234	26.823	1.146	-	-
+ Saldo importazioni	138.644	4.864	76.327	50.630	2.132	-	-	4.692
- Saldo esportazioni	31.220	184	28.074	2.145	531	-	-	285
+ Variazione delle scorte	444	179	589	-374	50	-	-	-
= Disponibilità energetica lorda	143.849	4.859	54.618	50.345	28.474	1.146	-	4.407
- Bunkeraggi marittimi e aviazione internazionale	5.513	-	5.513	-	-	-	-	-
= Consumo interno	138.336	4.859	49.105	50.345	28.474	1.146	-	4.407
Ingressi in trasformazione	122.502	6.165	78.165	18.745	18.388	849	-	189
Uscite dalla trasformazione	105.260	1.724	77.231	213	1.427	-	1.942	22.723
Settore Energia	6.264	53	3.205	943	210	-	386	1.467
Perdite di distribuzione	1.934	-	-	230	-	-	188	1.515
Disponibile per consumo finale	112.896	365	44.966	30.639	11.302	297	1.367	23.959
Consumo finale non energetico	5.012	6	4.372	635	-	-	-	-
Consumo finale energetico	107.554	223	40.400	30.005	11.302	297	1.367	23.959
+ Industria	23.041	223	2.550	9.696	526	281	553	9.212

(segue)

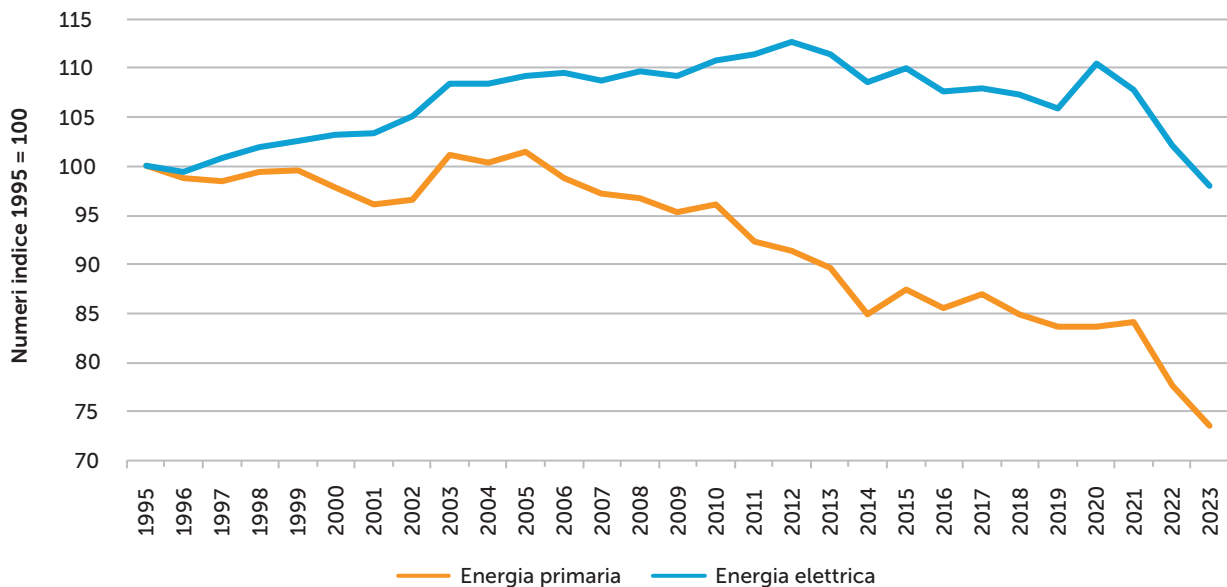
DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E DERIVATI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
+ Trasporti	36.884	-	33.669	978	1.420	-	-	818
+ Servizi	16.977	-	586	5.923	2.240	16	207	8.006
+ Residenziale	27.609	-	1.566	13.039	7.019	-	596	5.390
+ Agricoltura e pesca	2.971	-	1.974	369	97	-	7	525
+ Altri settori	71	-	57	-	-	-	5	9
Differenze statistiche	330	136	194	-	-	-	-	-

Fonte: ARERA, elaborazione su dati del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

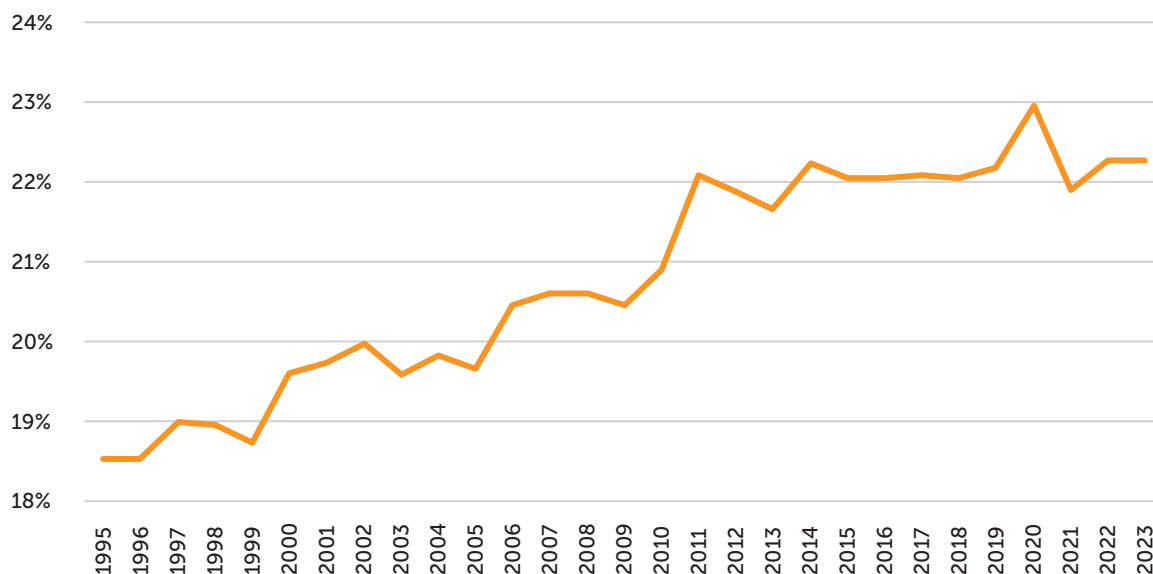
In calo, infine, anche i consumi dell'agricoltura che scendono del 4,5%, a 2,8 Mtep, e in particolare quelli dei prodotti petroliferi, che scendono del 3,9%, e del gas, diminuiti del 3%. In deciso calo (-7,8%) anche i consumi elettrici agricoli.

Secondo le prime stime, l'intensità energetica del PIL sarebbe calata ulteriormente nel 2023, così come l'intensità elettrica. Il numero indice con base 1995=100 mostra che l'intensità energetica è scesa da 77,6 nel 2022 a 73,6 nel 2023. L'intensità elettrica è anch'essa diminuita, nei due anni considerati, da 102,1 a 98,3. Il peso dell'energia elettrica sui consumi energetici finali è rimasto fermo al 22,3%. Si tratta di flessioni di rara intensità a minimi storici che, se da un lato costituiscono il segnale di un maggiore grado di efficienza energetica, dall'altro lato possono essere indicativi di un arretramento dell'industria, in particolare di quella ad alto consumo energetico, ovvero di un indebolimento delle potenzialità economiche del paese.

FIG. 1.24 Intensità energetica del PIL dal 1995



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

FIG. 1.25 Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995

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

Sistemi idrici in Europa

Condizioni di scarsità idrica in Europa e nel mondo

Nonostante nell'Unione europea il prelievo di acqua sia diminuito del 15% nell'ultimo ventennio, le condizioni di scarsità idrica non sono migliorate. Uno studio del *Joint Research Center* della Commissione europea del 2023¹⁰ ne delinea i principali fattori:

- la domanda e il consumo di acqua, dipendenti in gran parte dall'evoluzione demografica e dal tipo di attività socio-economiche di un singolo paese;
- le condizioni climatiche, che influiscono sulla disponibilità di acqua;
- le caratteristiche paesaggistiche e geologiche dei bacini.

Il *Water Exploitation Index plus* (WEI+) quantifica, per un assegnato intervallo temporale e un determinato territorio, il livello di stress idrico come rapporto tra il consumo di acqua, ossia i prelievi al netto delle restituzioni, e la disponibilità naturale di risorsa idrica rinnovabile. Valori WEI+ superiori al 20% indicano che le risorse idriche sono sotto stress e quindi prevalgono condizioni di scarsità idrica; valori superiori al 40% indicano che lo stress è grave e l'uso di acqua dolce non è sostenibile.

In generale, la scarsità idrica è più comune nell'Europa meridionale, dove circa il 30% della popolazione vive in aree con stress idrico permanente e fino al 70% della popolazione vive in aree con stress idrico stagionale durante l'estate. I prelievi idrici per l'agricoltura, l'approvvigionamento idrico pubblico e il turismo rappresentano

¹⁰ *European Drought Risk Atlas*, JRC, 2023, in publications.jrc.ec.europa.eu.

le pressioni più significative sui prelievi di acqua dolce. La scarsità idrica coinvolge i bacini fluviali di tutta l'UE, in particolare nell'Europa occidentale dove, nell'ultimo decennio, anche gli eventi di siccità sono diventati più frequenti e gravi.

Lo *European Drought Risk Atlas* della Commissione europea è stato realizzato nel 2023 per comprendere, stimare e mappare meglio i rischi di siccità nell'UE. In particolare, si è tentato di capire come il rischio di siccità e i fattori di esposizione e vulnerabilità interagiscano e influenzino i diversi sistemi e, nello specifico: l'agricoltura, l'approvvigionamento idrico pubblico, l'energia, i trasporti fluviali e gli ecosistemi terrestri e d'acqua dolce. L'impatto stimato della siccità sull'agricoltura nelle attuali condizioni climatiche consiste in riduzioni medie annue dei terreni agricoli fino al 10% inferiori rispetto a quelle previste, soprattutto nell'area del Mediterraneo e in Romania. Per quanto riguarda l'approvvigionamento idrico pubblico, gli impatti della siccità riguardano non solo la quantità ma anche la qualità di acqua dolce disponibile. Il deterioramento della qualità dell'acqua deriva da una maggiore concentrazione di inquinanti dovuta a livelli inferiori di acque dolci disponibili. Per quanto riguarda il sistema energetico, la siccità ha un impatto rilevante su centrali idroelettriche e nucleari attualmente attive, in termini di riduzione di energia prodotta. Le perdite medie annue dovute alla siccità nella produzione primaria netta sia per gli ecosistemi forestali, sia per quelli di acqua dolce, raggiungono il 4%, in particolare nel Nord e nell'Est dell'Europa. Le proiezioni degli impatti della siccità nell'ambito dei cambiamenti climatici seguono il gradiente da Sud (più secco, maggiori impatti) a Nord-Est (più umido, minori impatti), visibile con l'aumento del riscaldamento globale. Per le foreste, tuttavia, la riduzione del rischio è evidente solo nell'estremo Nord, mentre si prevede un rischio maggiore nell'Europa centrale e meridionale, in particolare nella zona del Mediterraneo.

Il fenomeno della scarsità idrica affligge numerose altre aree del mondo, come riportato di recente anche dalla Banca mondiale. A livello globale, il 60% dell'esaurimento delle acque sotterranee colpisce le falde acquifere alluvionali, spesso condivise da più paesi transfrontalieri. Ad esempio, in Medio Oriente e in Asia meridionale, fino al 92% delle falde acquifere mostravano segni di esaurimento nel 2023.

In parziale risposta a tale fenomeno, sebbene per volumi molto ridotti di fornitura di acqua potabile, l'Unione europea si è dotata fin dal 2020 del Regolamento sulle prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua per usi irrigui, un atto legislativo finalizzato a rendere sicuro, trasparente e accessibile agli agricoltori l'uso delle acque reflue trattate. Nell'UE, ogni anno, oltre 40.000 milioni di metri cubi di acque reflue vengono sottoposte a processi di trattamento, ma solo il 2,4% di queste è sottoposto a un ulteriore processo di trattamento finalizzato al riutilizzo. Il regolamento sul riutilizzo dell'acqua è applicabile in tutta l'UE dal 26 giugno 2023 e stabilisce:

- requisiti minimi di qualità dell'acqua nell'Unione europea per il riutilizzo sicuro delle acque reflue urbane trattate per usi irrigui nell'agricoltura;
- prescrizioni minime armonizzate in materia di monitoraggio, in particolare la frequenza del monitoraggio per ciascun parametro di qualità dell'acqua, e prescrizioni in materia di convalida dei dati raccolti;
- disposizioni in materia di gestione dei rischi per la salute umana e per l'ambiente;
- requisiti di autorizzazione per la produzione e la fornitura delle acque riutilizzate;
- requisiti di trasparenza delle informazioni base di qualsiasi progetto di riutilizzo dell'acqua, con obbligo di renderle pubbliche.

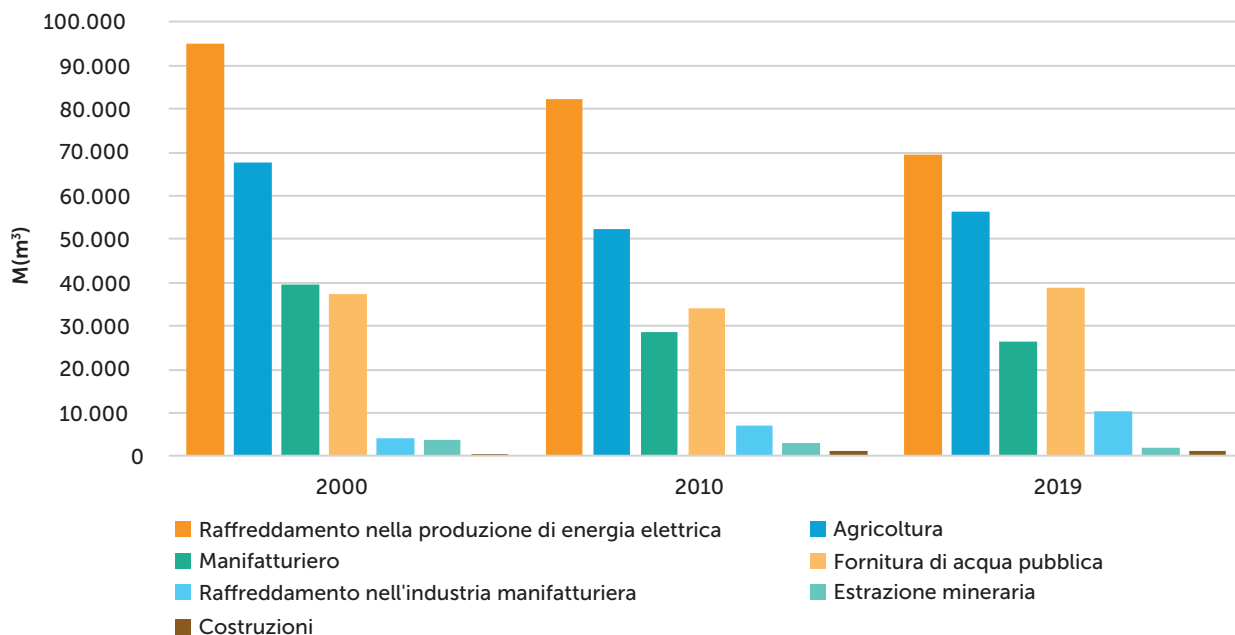
Prelievi idrici in Europa

La direttiva quadro dell'UE sulle acque (WFD)¹¹ definisce un quadro per la protezione delle acque interne superficiali, delle acque di transizione, delle acque costiere e delle acque sotterranee. Mira a prevenirne e ridurre l'inquinamento, promuoverne un utilizzo sostenibile, proteggere e migliorare l'ambiente acquatico nonché mitigare gli effetti delle inondazioni e della siccità. L'obiettivo principale è quello di far sì che tutte le acque raggiungano un buono stato ecologico. Gli Stati membri sono pertanto tenuti a elaborare i piani di gestione dei bacini idrografici in base ai bacini idrografici naturali, nonché programmi specifici contenenti misure volte a conseguire detti obiettivi.

Nel 2019 è stata condotta una valutazione della direttiva quadro sulle acque, nell'ambito della quale è stato stabilito che la direttiva è sostanzialmente adatta allo scopo, ma che la sua attuazione deve essere accelerata. Di conseguenza, nel giugno 2020 la Commissione europea ha annunciato che la direttiva non sarebbe stata modificata e che si sarebbe invece posto l'accento sull'attuazione e sull'applicazione della direttiva vigente¹².

La direttiva quadro sulle acque è integrata da direttive più mirate, quali quella sulle acque sotterranee, sull'acqua potabile, sulle acque di balneazione, sui nitrati, sul trattamento delle acque reflue urbane, sugli standard di qualità ambientale e sulle alluvioni.

FIG. 1.26 *Prelievi idrici per settore economico nei 27 Paesi UE, anni 2000, 2010 e 2019 a confronto*



Fonte: Agenzia europea dell'ambiente.

Prendendo come punto di partenza la direttiva quadro appena citata, nel giugno 2022 la *European Environment Agency* descrive lo stato dei prelievi idrici in Europa¹³. La domanda di acqua dolce nei 27 Stati membri dell'UE

¹¹ Direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000, in eur-lex.europa.eu.

¹² Note tematiche sull'Unione europea, *Protezione e gestione delle risorse idriche*, in europarl.europa.eu.

¹³ Agenzia europea dell'ambiente, *Estrazione dell'acqua per fonte e settore economico in Europa*, 1° giugno 2022, in eea.europa.eu.

è soddisfatta in gran parte mediante l'estrazione dalle acque superficiali (fiumi, bacini artificiali e laghi) e dalle acque sotterranee. Tra il 2000 e il 2019, il prelievo totale di acqua ogni anno nell'UE-27 è diminuito del 15%, da circa 215.000 milioni di m³ nel 2000 a 202.000 milioni di m³ nel 2019. I contributi relativi delle acque superficiali e sotterranee sul volume totale dell'acqua estratta sono cambiati in questo stesso periodo: nel 2000, l'81% dei prelievi idrici proveniva da acque superficiali e il 19% da acque sotterranee, mentre, nel 2019, le acque superficiali rappresentavano solo il 77% dei prelievi idrici totali e le acque sotterranee il 23%.

Tuttavia, mentre in alcuni settori i prelievi idrici sono diminuiti (per esempio, raffreddamento nella produzione di energia elettrica: -27%), in altri sono aumentati (per esempio, i prelievi per l'approvvigionamento idrico pubblico e i prelievi nel settore manifatturiero). Nel 2019, il raffreddamento nella produzione di elettricità generava la quota maggiore del totale dei prelievi idrici (32%), seguito dal prelievo per l'agricoltura (28%), dall'approvvigionamento idrico pubblico (20%), dal settore manifatturiero (13%) e dal raffreddamento nel settore manifatturiero (5%), mentre l'estrazione mineraria e l'edilizia rappresentavano ciascuna solo l'1% dell'estrazione totale.

Impatto della crisi energetica sul prezzo dei servizi idrici

L'importante aumento dei prezzi dell'energia, che ha coinvolto l'Europa negli ultimi anni, ha avuto conseguenze significative anche per il settore idrico. I costi energetici rappresentano infatti una parte notevole dei costi delle società di approvvigionamento idrico. Le società idriche che tradizionalmente acquistano energia sul mercato *spot* o a termine hanno registrato un forte aumento dei costi energetici, moltiplicando le loro spese di elettricità.

Il rapporto di WAREG "*Impacts of the energy crisis on the price of water services*"¹⁴ analizza l'impatto della crisi energetica sul settore dei servizi idrici e delle acque reflue ed esamina le misure intraprese dai membri WAREG per affrontare la crisi. I risultati del rapporto si basano sui dati forniti da 18 regolatori membri dell'associazione, attraverso un questionario strutturato e interviste con i rappresentanti degli stessi regolatori. L'obiettivo principale del rapporto consiste nel comprendere fino a che punto la *governance* normativa e il quadro tariffario dei membri WAREG siano stati adatti ad affrontare la crisi energetica.

Sul fronte della *governance* normativa, risulta che la maggior parte dei regolatori membri di WAREG sono stati in grado di adeguare i ricavi dei servizi idrici regolamentati e approvare le tariffe necessarie per recuperare i costi emersi dalla crisi. Nella maggior parte dei casi, il quadro tariffario prevede aggiustamenti annuali automatici per recuperare le differenze tra i costi di trasferimento previsti ed effettivi e per indicizzare i costi all'inflazione. Nel caso in cui gli aggiustamenti periodici non siano sufficienti a cogliere gli effetti che si verificano a seguito di un evento straordinario – come la crisi energetica – possono avere luogo revisioni tariffarie straordinarie. Ciò consente una risposta politica rapida poiché, in quasi la metà dei casi, le tariffe risultanti dalle revisioni straordinarie entrano in vigore entro un periodo di 3 mesi. Solo in 5 dei 18 paesi intervistati sono state apportate revisioni tariffarie a causa della crisi energetica. Nella maggior parte dei casi in cui non sono state effettuate revisioni, i costi di fornitura energetica erano stati fissati in contratti bilaterali a lungo termine prima dell'effetto della crisi e tali contratti erano ancora in vigore nel 2022. In altri casi, i costi di fornitura energetica sono coperti da tariffe elettriche regolamentate simili a quelle dei clienti domestici o delle piccole imprese e, quindi, i servizi di pubblica utilità sono protetti dalla volatilità del mercato elettrico all'ingrosso. In alcune giurisdizioni, i costi energetici

¹⁴ WAREG, *Impacts of the energy crisis on the price of water services*, 6 aprile 2023, in wareg.org.

pagati dai servizi idrici sono aumentati prima che le corrispondenti revisioni tariffarie abbiano avuto luogo. Nelle giurisdizioni in cui i costi di fornitura energetica sono legati al mercato *spot*, i regolatori hanno ricevuto un numero elevato di richieste di revisione straordinaria. Sono state pertanto necessarie revisioni tariffarie automatizzate e semplificate per gestire l'elevato numero di richieste tariffarie in modo rapido, risparmiando tempo e risorse sia per l'ente regolatore che per la società di servizi pubblici.

I regolatori stanno prendendo in considerazione la nuova proposta di direttiva UE sul trattamento delle acque reflue urbane, che imporrà l'obiettivo della neutralità energetica nel settore del trattamento delle acque reflue entro il 2040. Questo requisito rappresenta un'opportunità per raccogliere alcuni frutti nel campo della produzione propria di elettricità, in particolare per la produzione di biogas da fanghi e solare fotovoltaico.

Una sezione del rapporto WAREG fornisce una panoramica dell'utilizzo degli indicatori di prestazione (KPI) allo scopo di monitorare la fornitura dei servizi idrici o per scopi di regolamentazione economica. I KPI sono utilizzati più frequentemente dalle autorità di regolamentazione a fini di monitoraggio, piuttosto che per stabilire incentivi finanziari (Tav. 1.18).

TAV. 1.18 Numero di regolatori che utilizzano gli indicatori KPI per scopi specifici

KPI UTILIZZATI PER SCOPI DI MONITORAGGIO	INDICATORE DI PERFORMANCE (KPI)	KPI UTILIZZATI PER INCENTIVI, PREMI O REGOLAZIONE TARIFFARIA
10	Consumo di energia elettrica per la produzione di acqua (kWh/m ³ di acqua prodotta)	6
6	Consumo di energia elettrica per la distribuzione idrica (kWh/m ³ di acqua fatturata)	3
8	Consumo di energia elettrica per la raccolta delle acque reflue (kWh/m ³ di acque reflue raccolte o kWh/Popolazione equivalente di acque reflue raccolte)	5
10	Consumo di energia elettrica per il trattamento delle acque reflue (kWh/m ³ di acque reflue trattate o kWh/popolazione equivalente di acque reflue trattate)	5
5	Consumo totale di elettricità per la gestione delle acque e delle acque reflue (MWh/anno)	2
6	Consumo totale di elettricità per la gestione delle acque e delle acque reflue (kWh/m ³)	3
6	Quantità o quota di autoproduzione di elettricità (in loco o all'esterno)	1
3	Quota di energia rinnovabile su consumo di energia totale	0
1	Fabbisogno totale di energia primaria (GWh)	0
1	Efficienza energetica degli impianti di pompaggio (kWh/m ^{3*100m}) (acqua e acque reflue)	0

Fonte: WAREG, *Impacts of the energy crisis on the price of water services*, rapporto 2023.

Gli indicatori più utilizzati sono l'utilizzo di elettricità per la produzione dell'acqua e l'elettricità utilizzata per il trattamento delle acque reflue. Meno utilizzato è l'indicatore sulla quota di energia rinnovabile. Si prevede che quest'ultimo otterrà maggiore attenzione in seguito all'attuazione della proposta di direttiva sul trattamento delle acque reflue urbane, che prescrive la neutralità energetica entro il 2040. La stessa direttiva imporrà inoltre agli operatori del settore delle acque reflue di pubblicare KPI relativi alle proprie prestazioni: "Per migliorare la gover-

nance del settore, gli operatori del settore delle acque reflue saranno tenuti a monitorare e rendere trasparenti i principali indicatori di prestazione¹⁵.

Al punto 32 della proposta di direttiva viene esplicitato che: *“quello della raccolta e del trattamento delle acque reflue urbane è un settore specifico che opera come mercato vincolato, nel quale i cittadini e le piccole imprese sono collegati alla rete fognaria senza poter scegliere il proprio gestore. È dunque importante assicurare l’accesso del pubblico agli indicatori fondamentali di prestazione dei gestori, quali il livello di trattamento conseguito, i costi del trattamento, l’energia consumata e generata, le relative emissioni di gas a effetto serra e l’impronta di carbonio. Per sensibilizzare il pubblico circa le implicazioni del trattamento delle acque reflue urbane, è opportuno fornire in modo facilmente accessibile, ad esempio in fattura, le informazioni chiave sui costi annuali di raccolta e trattamento per famiglia; altre informazioni dettagliate dovrebbero essere accessibili online, sul sito web del gestore o dell’Autorità competente”*.

Il ruolo dei regolatori nel raccogliere e convalidare le informazioni in modo comparabile è già importante a livello nazionale, ma i requisiti di cui sopra aumenteranno ulteriormente l’importanza di disporre di informazioni attendibili a livello UE per ciascun paese, con KPI comparabili.

Sviluppo sostenibile e accesso universale ai servizi di acqua potabile

Nel 2015, l’Organizzazione delle Nazioni Unite (ONU) ha adottato l’Agenda per lo sviluppo sostenibile, contenente 17 obiettivi di sviluppo sostenibile (*Sustainable Development Goals* – SDGs) che gli Stati membri si sono impegnati a realizzare entro il 2030¹⁶. L’Unione europea ha monitorato lo sviluppo dell’Agenda 2030 sin dalla sua adozione, evidenziando i progressi nella maggior parte degli obiettivi. Tra gli obiettivi dichiarati figura quello di “garantire la disponibilità e la gestione sostenibile dell’acqua e dei servizi igienico-sanitari per tutti” (SDG 6), che mira tanto ad assicurare l’accesso universale ai servizi di acqua potabile e sanitari in condizioni di sicurezza e di accessibilità economica, quanto a incoraggiare prelievi sostenibili e gli usi efficienti delle risorse idriche. In particolare, l’UE monitora i seguenti indicatori:

- persone che vivono in famiglie prive di servizi igienici di base (Tav. 1.19). Questo indicatore riflette la percentuale della popolazione totale che non ha né una vasca da bagno, né una doccia, né un gabinetto interno con scarico nella propria famiglia. Secondo questo indicatore, una vasca da bagno, una doccia e una toilette interna con scarico si considerano servizi sanitari di base di una famiglia. La loro disponibilità è essenziale come mezzo di sussistenza e benessere delle persone. La loro accessibilità, in particolare all’interno del proprio nucleo familiare, contribuisce a promuovere un ambiente sano e riduce i rischi per la salute umana;
- popolazione collegata almeno al trattamento secondario delle acque reflue (Tav. 1.20). I sistemi di trattamento delle acque reflue con almeno trattamento secondario comportano un trattamento biologico o altro processo in grado di rimuovere il materiale organico e di ridurre la domanda biochimica di ossigeno (BOD) di almeno il 70% e la domanda chimica di ossigeno (COD) di almeno il 75%.

¹⁵ Proposta di direttiva concernente il trattamento delle acque reflue urbane COM(2022)541 del 26 ottobre 2022.

¹⁶ A gennaio 2015, l’Assemblea Generale ONU ha avviato un processo di negoziazione sull’agenda culminato nell’adozione dell’Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile, incentrata su 17 obiettivi di sviluppo sostenibile, in occasione del vertice delle Nazioni Unite sullo sviluppo sostenibile a settembre 2015.

TAV. 1.19 *Popolazione dei 27 Paesi UE che non ha né una vasca da bagno, né una doccia, né servizi igienici interni con scarico nella propria famiglia in base allo stato di povertà (in %)*

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2,9	2,7	2,6	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,8	1,6	1,5

Fonte: Eurostat.

TAV. 1.20 *Popolazione dei 27 Paesi UE collegata almeno al trattamento secondario delle acque reflue*

ANNO	POPOLAZIONE (%)	ANNO	POPOLAZIONE (%)
2000	68,17	2011	77,12
2001	68,79	2012	77,51
2002	69,85	2013	77,74
2003	70,90	2014	78,01
2004	70,82	2015	78,84
2005	72,99	2016	79,53
2006	72,64	2017	79,99
2007	73,32	2018	80,36
2008	74,15	2019	80,55
2009	75,24	2020	80,72
2010	76,23	2021	80,87

Fonte: Eurostat.

La salute umana e dell'ambiente dipende anche da altri fattori, e in particolare dalla qualità del trattamento delle acque reflue urbane, contaminate da una varietà di sostanze inquinanti. La percentuale di abitazioni non collegate a una rete di raccolta delle acque reflue urbane in UE è un dato non trascurabile nella lotta all'inquinamento.

In Europa persiste il problema della scarsità di acqua dolce, che può essere resa potabile mediante adeguati processi di trattamento. In particolare, le acque sotterranee immagazzinano quasi un terzo delle risorse totali mondiali di acqua dolce e, nell'UE, forniscono il 65% dell'acqua potabile e il 25% dell'acqua per l'irrigazione agricola. Anche le risorse idriche sotterranee sono sottoposte a una crescente pressione a causa dell'estrazione di acqua e dei cambiamenti climatici, come evidenziato dall'Agenzia europea per l'ambiente in un recente rapporto¹⁷, del quale si riassumono di seguito alcune constatazioni:

- in base ai secondi piani di gestione dei bacini idrografici degli Stati membri (2016), nell'UE-27 il 24% dell'area totale del corpo idrico sotterraneo è in cattivo stato chimico e il 9% in cattivo stato quantitativo;
- il 29% dell'area totale del corpo idrico sotterraneo non ha una capacità sufficiente per soddisfare le esigenze degli ecosistemi e delle persone, a causa del deterioramento della qualità o della quantità delle acque sotterranee;
- le acque sotterranee sono sottoposte a una pressione diffusa a causa dell'inquinamento e dell'estrazione. È probabile che le pressioni aumentino a causa della crescita della popolazione e dell'aumento della domanda di acqua in un clima che cambia.

17 EEA, *Europe's groundwater – a key resource under pressure*, 2023.

Il fenomeno della scarsità idrica affligge numerose altre aree del mondo, come riportato di recente anche dalla Banca mondiale¹⁸. A livello globale, il 60% dell'esaurimento delle acque sotterranee colpisce le falde acquifere alluvionali spesso condivise da più paesi transfrontalieri. Ad esempio, in Medio Oriente e in Asia meridionale, fino al 92% delle falde acquifere mostrava segni di esaurimento nel 2023.

In parziale risposta a tale fenomeno, sebbene per volumi molto ridotti di fornitura di acqua potabile, l'Unione europea si è dotata fin dal 2020 del Regolamento sulle prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua per usi irrigui¹⁹, un atto legislativo finalizzato a rendere sicuro, trasparente e accessibile agli agricoltori l'uso delle acque reflue trattate. Nell'UE, ogni anno oltre 40.000 milioni di metri cubi di acque reflue vengono sottoposte a processi di trattamento, ma solo il 2,4% è sottoposto a un ulteriore processo di trattamento finalizzato al riutilizzo²⁰. Il regolamento sul riutilizzo dell'acqua è applicabile in tutta l'UE dal 26 giugno 2023 e stabilisce:

- requisiti minimi di qualità dell'acqua nell'Unione europea per il riutilizzo sicuro delle acque reflue urbane trattate per usi irrigui nell'agricoltura;
- prescrizioni minime armonizzate in materia di monitoraggio, in particolare la frequenza del monitoraggio per ciascun parametro di qualità dell'acqua, e prescrizioni in materia di convalida dei dati raccolti;
- disposizioni in materia di gestione dei rischi per la salute umana e per l'ambiente;
- requisiti di autorizzazione per la produzione e la fornitura delle acque riutilizzate;
- requisiti di trasparenza delle informazioni base di qualsiasi progetto di riutilizzo dell'acqua, con obbligo di renderle pubbliche.

Rifiuti urbani e assimilati in Europa

Un nuovo quadro di monitoraggio per il settore europeo dei rifiuti urbani

In parallelo con l'intenso dibattito legislativo che ha portato all'attenzione la revisione della legislazione sui rifiuti urbani attraverso l'adozione di un nuovo regolamento sugli imballaggi e rifiuti da imballaggio, nonché attraverso la progressiva estensione dei flussi di rifiuti soggetti a obblighi di raccolta differenziata e riciclo, nel corso del 2023 il quadro comunitario per i rifiuti urbani ha registrato importanti sviluppi sul terreno dell'aggiornamento e dell'arricchimento dell'insieme di informazioni, osservazioni e analisi a sostegno dell'esame sistematico dell'evoluzione dell'economia circolare.

Attraverso la comunicazione del 15 maggio 2023 (COM/2023/306), di aggiornamento del "Quadro di monitoraggio dell'economia circolare", la Commissione ne ha idealmente completato il contesto, almeno sotto l'aspetto definitorio, avviato a inizio mandato con la presentazione del *Green Deal* e finalizzato a coordinare, se non ad assoggettare, numerosi campi d'azione politica e amministrativa al perseguimento del complessivo obiettivo "di neutralità climatica". Con l'aggiornamento del "Quadro" di cui alla comunicazione COM/2023/306, la Commissione ha istituito un sistema di monitoraggio continuo dei parametri notevoli relativi alla gestione dei rifiuti (anche se non esclusivamente urbani) che contribuiscono al perseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambien-

¹⁸ *The Hidden Wealth of Nations: Groundwater in Times of Climate Change*, World Bank, 2023.

¹⁹ Regolamento (UE) n. 741/2020.

²⁰ Fonte: WISE, 2023.

le, in parte basandosi su rilevazioni già raccolte da Eurostat nell'ambito del consolidato ambiente di osservazione statistica dei rifiuti, in parte promuovendo nuove osservazioni in merito all'attitudine delle attività economiche a recepire materie prime provenienti da riciclo e riuso. Il "Quadro di monitoraggio" si basa sulla rilevazione di 11 indicatori suddivisi in cinque aree (produzione e consumo; gestione dei rifiuti; materie prime secondarie; competitività e innovazione; sostenibilità globale e resilienza), indagate per valutare e calcolare nel tempo i benefici dell'economia circolare.

Gli indicatori relativi al ciclo dei rifiuti non compaiono necessariamente nell'area direttamente intitolata ai rifiuti stessi: se nel capitolo "Rifiuti" si ritrovano gli indicatori relativi ai tassi di riciclo complessivi e specifici per flussi di rifiuti (imballaggi totali, imballaggi in plastica e rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche), all'area "Produzione e consumi" fanno capo le rilevazioni 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 novità della produzione di rifiuti alimentari, oggetto di una modifica in corso della Direttiva Quadro Rifiuti), mentre nell'area "Competitività" si rinvencono gli indicatori relativi agli investimenti privati e alla registrazione di brevetti in settori legati all'economia circolare. Infine, non meno importanti per completare il quadro informativo sulla relazione tra rifiuti ed economia, gli indicatori "indiretti" del ruolo dei rifiuti nella circolarità che descrivono, nell'area "Materie prime secondarie", il contributo dei materiali recuperati al ciclo economico e gli scambi intra ed extraeuropei di materiali riciclabili.

Il Quadro di monitoraggio, che esprime un progetto d'integrazione delle evidenze statistiche sugli sviluppi della gestione dei rifiuti in Europa in una più ampia prospettiva di politica economica, al di là dell'obiettivo dichiarato di misurare nel tempo il potenziale e i benefici della circolarità nell'economia, sottende un duplice scopo: da un lato, esso offre un rafforzamento dello strumentario informativo a disposizione dei decisori; dall'altro introduce, in qualche misura, elementi di "pressione normativa" sulle attività economiche collegate ai rifiuti, con particolare riferimento al comparto dei rifiuti urbani, di recente già sottoposto alle note riforme legislative che ne richiedono una profonda riorganizzazione in risposta all'ambizione degli obiettivi di sostenibilità.

Non a caso, i processi di revisione citati in apertura prendono le mosse, nelle proposte legislative della Commissione, da una rafforzata analisi dell'evidenza statistica, con particolare riferimento ai fenomeni di differenziazione delle "performance" ambientali tra Stati membri, che porta l'esecutivo comunitario a rilevare la necessità di rafforzare gli strumenti esistenti e di attivarne di nuovi a fronte di un asserito rallentamento dello sviluppo dell'economia circolare.

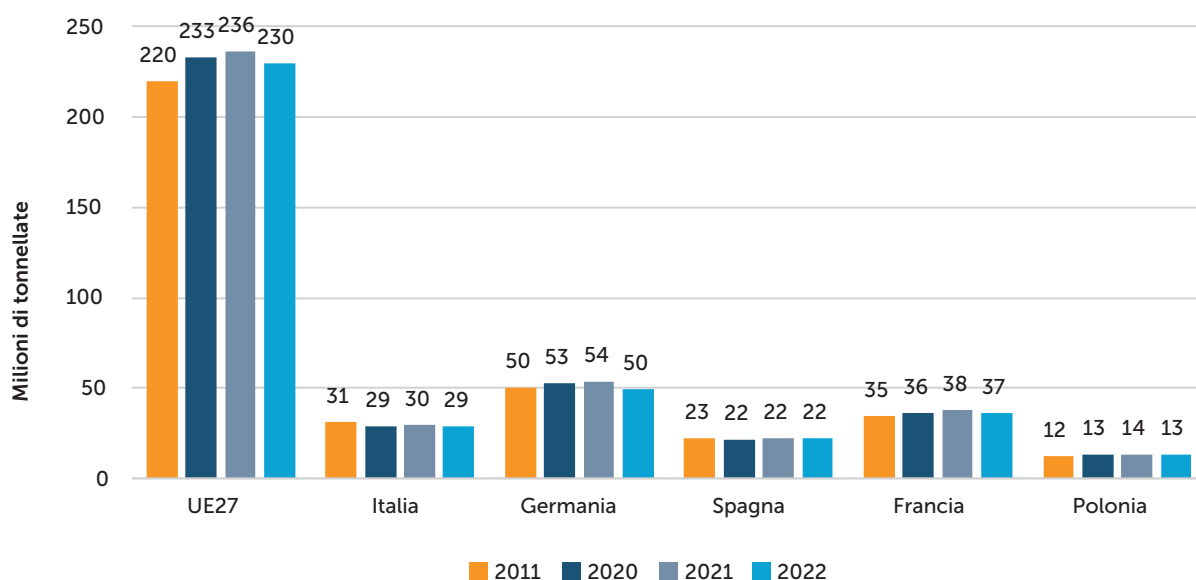
A complemento del rafforzamento del "Quadro di monitoraggio", l'8 giugno 2023 è stata anche pubblicata la comunicazione COM(2023)304 final della Commissione europea, relativa alla *"Relazione (...) che individua gli Stati membri che rischiano di non raggiungere l'obiettivo di preparazione per il riutilizzo e riciclaggio dei rifiuti urbani per il 2025, l'obiettivo di riciclaggio dei rifiuti di imballaggio per il 2025 e l'obiettivo di riduzione del collocamento in discarica dei rifiuti per il 2035"*. La relazione, introdotta dalla riforma della normativa quadro sui rifiuti operata dalla direttiva 2018/851, è volta a misurare la coerenza dei progressi degli Stati membri con il sentiero di costruzione dell'economia circolare e a segnalare possibili correzioni nelle situazioni di conclamato ritardo (c.d. *early warning*).

Nel prosieguo di questo paragrafo l'attenzione sarà rivolta, per semplicità e confrontabilità, alle grandezze rilevanti misurate da Eurostat, integrate, per taluni dati riguardanti l'Italia, dall'evidenza raccolta da ISPRA²¹ in sede di redazione del Rapporto annuale sui rifiuti urbani, per il complesso dell'aggregato comunitario (UE27) e per il *panel* di Stati membri considerati nelle passate edizioni della *Relazione Annuale* (oltre all'Italia, composto da Francia, Germania, Polonia e Spagna): si tratta di un campione il cui interesse risiede sia nella rappresentatività di un gruppo di Stati membri, che esprime i due terzi della popolazione europea e una quota simile di produzione di rifiuti urbani, sia nella relativa variabilità dei fenomeni al suo interno.

L'evoluzione dei rifiuti urbani

Nel 2022 la produzione di rifiuti urbani nell'Unione europea si è ridotta di circa il 3%, attestandosi a 229,5 milioni di tonnellate contro i 236 milioni dell'anno precedente (Fig. 1.27); una corrispondente riduzione dei valori assoluti si rinviene in tutti i paesi del *panel*. Osservandosi una leggera riduzione anche rispetto al 2020, anno dell'esplosione della crisi pandemica, è ragionevole affermare che, lungi dal costituire un indizio di tendenza, il dato assoluto di generazione dei rifiuti urbani in Europa segna quantomeno un arresto della tendenza alla moderata crescita che si era registrata negli anni precedenti la crisi. La produzione *pro capite* (Fig. 1.28) si riduce a sua volta del 3,2% su base annua, passando dai 530 kg del 2021 ai 513 kg del 2022; il calo della generazione *pro capite* riguarda, con l'eccezione della sola Polonia, tutti i paesi del *panel*, ed è particolarmente accentuato in Germania, dove si registra una discesa dell'8,2% (dai 646 kg del 2021 ai 593 kg del 2022). In Italia la produzione di rifiuti urbani è stata in valore assoluto, nel 2022, pari a 29 milioni di tonnellate, in calo del 2% rispetto all'anno precedente, mentre i rifiuti urbani *pro capite* ammontano a 494 kg, anch'essi in leggero calo rispetto ai 502 kg del 2021.

FIG. 1.27 Generazione di rifiuti urbani in UE27 e in alcuni paesi

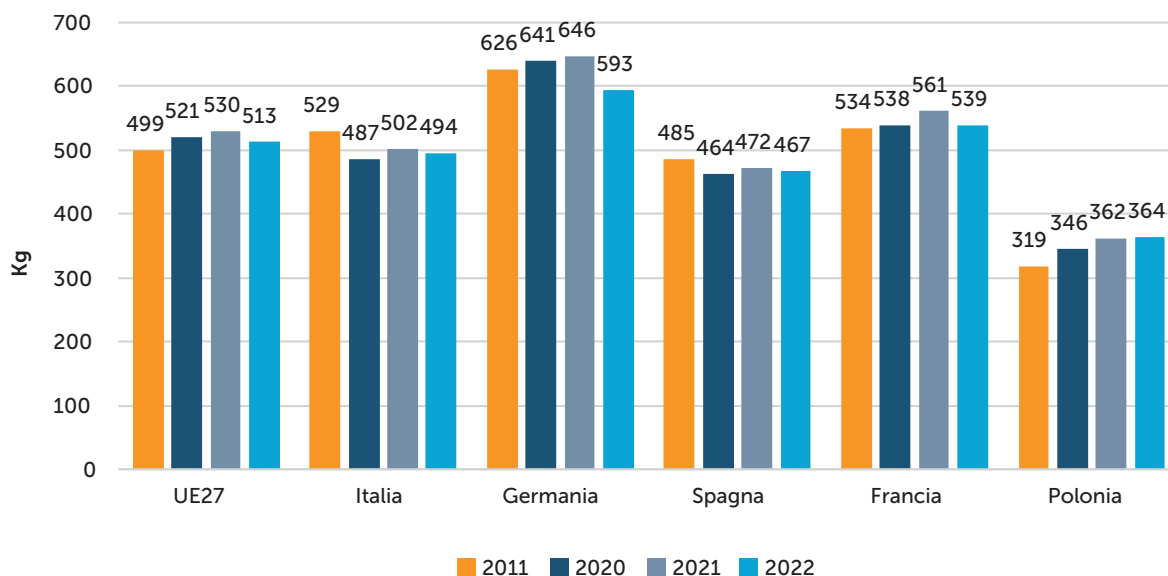


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

²¹ Istituto superiore di ricerca e protezione ambientale, rapporto 393/2023 (Rapporto annuale sui Rifiuti Urbani in Italia, edizione 2023).

Per quanto alcune fonti nazionali²² individuino una tendenza decrescente nel rapporto tra produzione di rifiuti urbani e reddito, la relazione tra generazione di rifiuti e misure della ricchezza a livello europeo mostra una dinamica ambigua: la rilevazione Eurostat per gli anni che vanno dal 2004 al 2020 del rapporto tra generazione di rifiuti e unità di prodotto (che si riporta nella figura 1.29 a scopo indicativo, essendo la statistica relativa ai rifiuti totali e non a quelli urbani) registra la sostanziale costanza del dato comunitario, con andamento crescente per tutti i paesi del campione tranne che per l'anomalo (per l'elevato livello di partenza) dato della Polonia.

FIG. 1.28 Generazione di rifiuti urbani pro capite in UE27 e in alcuni paesi



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

Appare relativamente stabile il quadro del *mix* di tecnologie di trattamento dei rifiuti urbani, la cui ricomposizione 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.

Nel 2022 il conferimento in discarica ha registrato valori pressoché identici a quelli dell'anno precedente (118 kg *pro capite*, contro i 117 kg del 2021); il contributo *pro capite* dei rifiuti urbani al riciclo ha registrato un leggero arretramento, sia per il recupero di materia propriamente detto, sia per il trattamento della frazione organica (rispettivamente 153 kg e 96 kg, contro i corrispondenti valori 2021 di 162 kg e 102 kg), essenzialmente spiegabili con la riduzione della generazione di rifiuti. Complessivamente, 249 kg *pro capite* di rifiuti urbani sono stati destinati nel 2022 al recupero e alla preparazione al riciclo, segnando un calo del 5,6% rispetto ai 264 kg del 2021. Come già rilevato nelle scorse edizioni della *Relazione Annuale*, si conferma quindi il rallentamento della crescita della quota di rifiuti urbani destinati al riciclo: il dato del 2022 corrisponde a un aumento in peso di oltre il 50% rispetto al 2005, del 30% rispetto al 2020 e del 15% rispetto al 2015.

L'andamento nel tempo delle quote delle diverse tecnologie di trattamento e smaltimento nell'Unione europea è visibile nella figura 1.29 che illustra come, a fronte di un rapido sviluppo dell'economia circolare, con particolare evi-

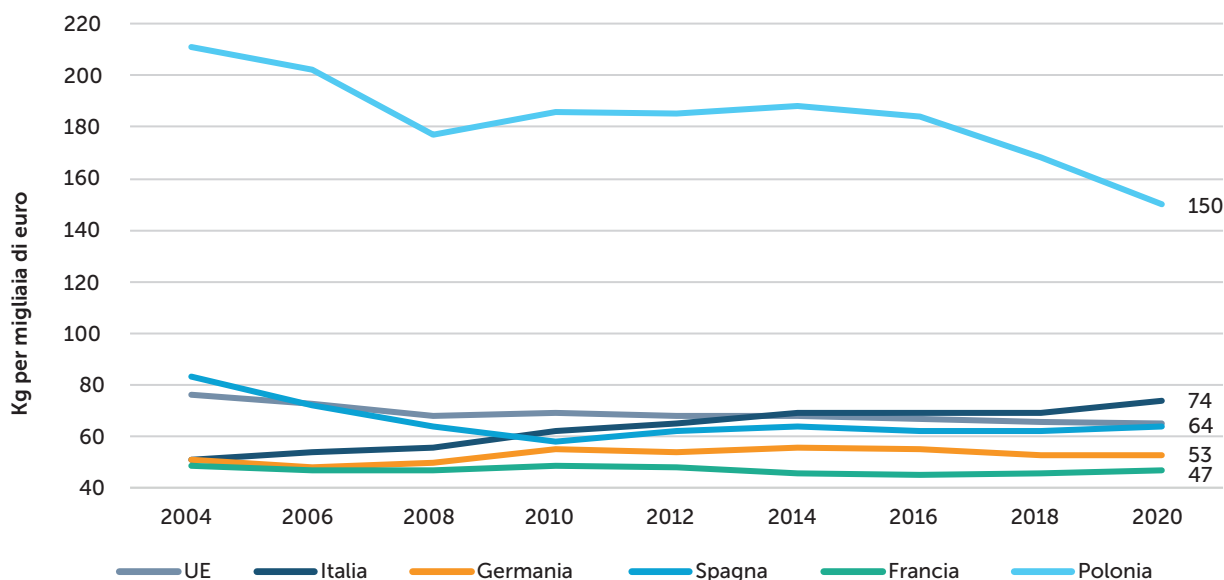
²² Istat e ISPRA individuano una tendenza al disaccoppiamento tra produzione di rifiuti urbani e spesa delle famiglie. In effetti il loro rapporto, fatto pari a 100 nell'anno base (2002), è cresciuto fino al 2010, quando ha raggiunto il valore massimo di 105,5, per poi calare continuamente (fatta eccezione per l'anomala risalita del periodo pandemico, dovuta evidentemente a una consistente riduzione del denominatore) fino a raggiungere il valore di 94,6 nel 2022.

denza del sostanziale dimezzamento del ricorso alla discarica, nel periodo che intercorre tra l'inizio delle rilevazioni e il 2015, il successivo intervallo temporale sia caratterizzato da una sostanziale stabilità del *mix* tecnologico, anche traducibile con l'apparente incapacità del sistema di tendere agli ambiziosi obiettivi di riciclo nel medio termine.

Il contributo medio di ciascuna tecnologia alla composizione del portafoglio di alternative di trattamento e smaltimento cela, naturalmente, dotazioni e orientamenti diversi in ciascuno Stato membro.

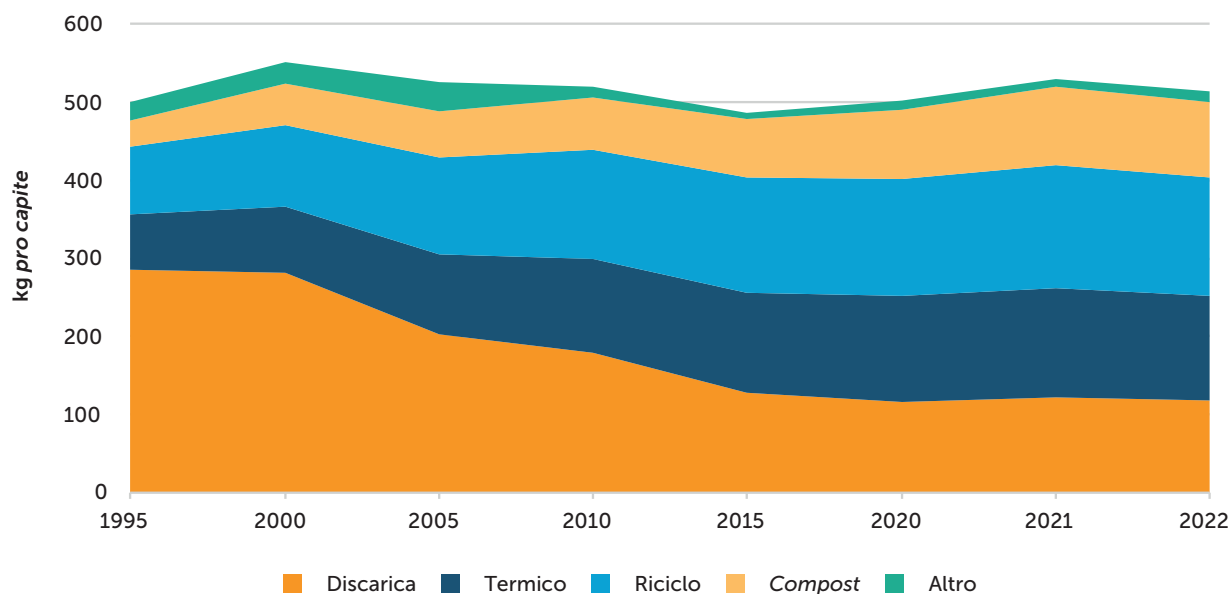
Nonostante il processo di convergenza promosso dalla normativa in tema di economia circolare, che prevede obiettivi di breve e medio termine in materia di tassi di riciclo e conferimento in discarica, permane una certa disomogeneità che riflette scelte nazionali di programmazione e gestione del ciclo dei rifiuti urbani.

FIG. 1.29 *Generazione di rifiuti (totali, esclusi minerali) per unità di PIL nel tempo*



Fonte: Eurostat.

FIG. 1.30 *Andamento dal 1995 delle diverse destinazioni dei rifiuti urbani per tipo di trattamento*

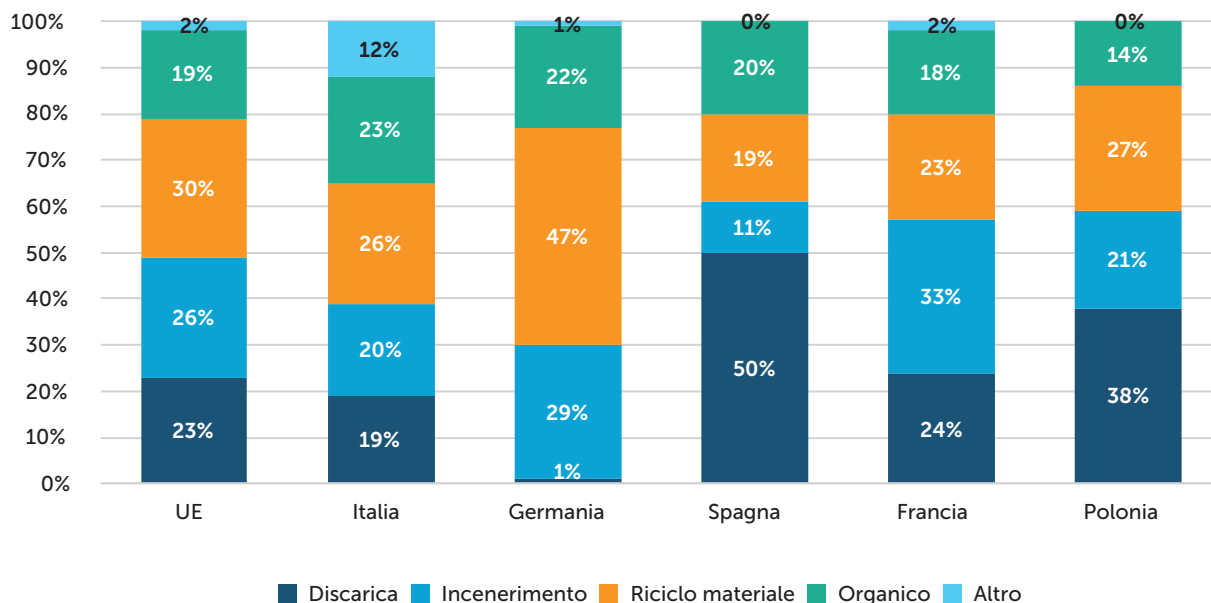


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Tra i componenti del *panel* esaminato, l'Italia appare come il paese più prossimo al "mix europeo": le percentuali di rifiuti urbani destinate ai diversi trattamenti sono allineate alle medie comunitarie (Fig. 1.31), con un'incidenza non trascurabile (seppure più contenuta rispetto ad altri paesi del *panel*) dello smaltimento in discarica, considerando l'obiettivo del 10% da raggiungere al 2035 per tale tipologia di smaltimento. Nel campione spicca il modello adottato in Germania, che destina meno di un terzo dei rifiuti urbani all'incenerimento con recupero energetico e l'intera quota residua al riciclo, ciò che equivale ad avere raggiunto l'azzeramento del ricorso alla discarica. Gli altri paesi, al contrario, mostrano quote di rifiuto urbano destinato al riciclo inferiori alla media; particolarmente lontana dagli obiettivi di economia circolare appare la Spagna, che nel 2022 conferisce in discarica la metà dei suoi rifiuti urbani.

Il confronto tra le strutture dell'industria dei rifiuti urbani negli Stati membri dell'Unione europea assume rilievo, in effetti, per la valutazione istantanea e prospettica del grado di raggiungimento degli obiettivi di circolarità. La figura 1.32 riporta le percentuali al 2022 di rifiuti urbani destinati al riciclo e allo smaltimento in discarica, per ciascun paese del campione e per l'Unione europea nel suo complesso, confrontate ai richiamati obiettivi di economia circolare, che prevedono il raggiungimento, entro il 2035, di quote di rifiuti riciclati e smaltiti in discarica pari, rispettivamente, al 65% e al 10%. In tutta evidenza, il carattere strutturale dei sistemi di gestione dei rifiuti urbani di almeno alcuni tra i paesi del *panel* (e di molti altri Stati membri) rende problematica la realizzazione di un credibile programma di perseguimento degli obiettivi ambientali.

FIG. 1.31 Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2022



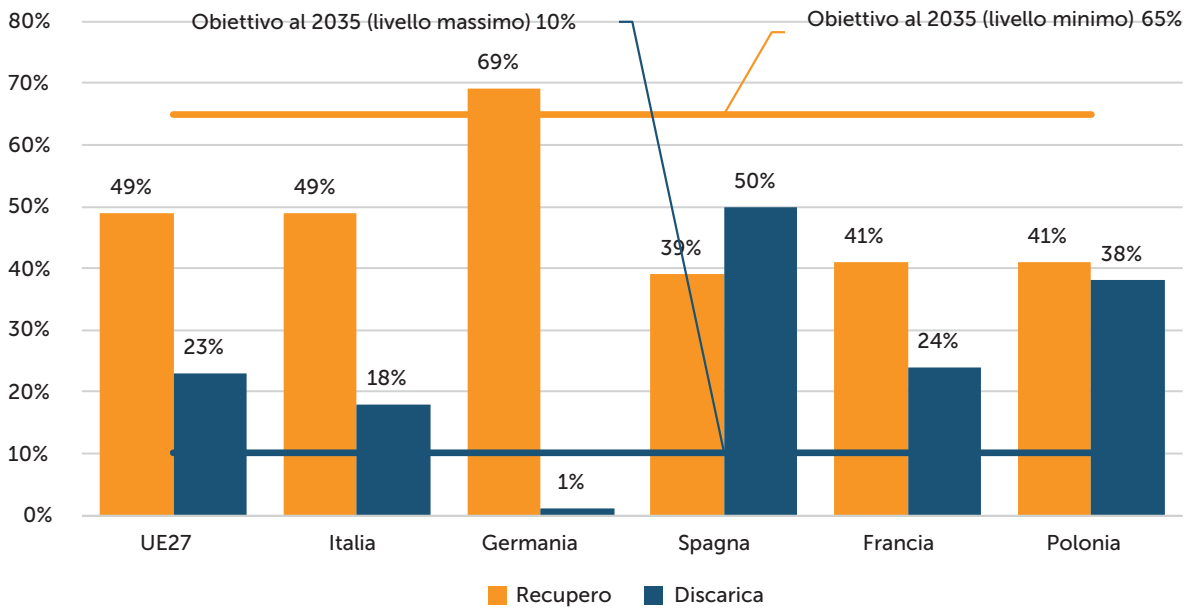
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

Accrescere del 16% (in media europea) entro il 2035 la quantità di rifiuti urbani da destinare a riciclo significa aggiungere a regime, in ipotesi di invarianza della produzione, circa 37 milioni di tonnellate di rifiuti urbani riciclati agli attuali 112 milioni, per un incremento assoluto del 33% e un tasso medio annuo composto di crescita prossimo al 3%: un percorso non proibitivo, ma apparentemente non compatibile con la velocità di ricomposizione del *mix* tecnologico sopra illustrato.

La relativa staticità del quadro è confermata, in qualche misura, dal profilo temporale delle "misure di circolarità" recentemente sviluppate dagli enti di rilevazione statistica al fine di misurare l'attitudine dell'economia a reimmettere nel circuito produttivo i materiali provenienti dal riciclo e riuso degli *input* originari.

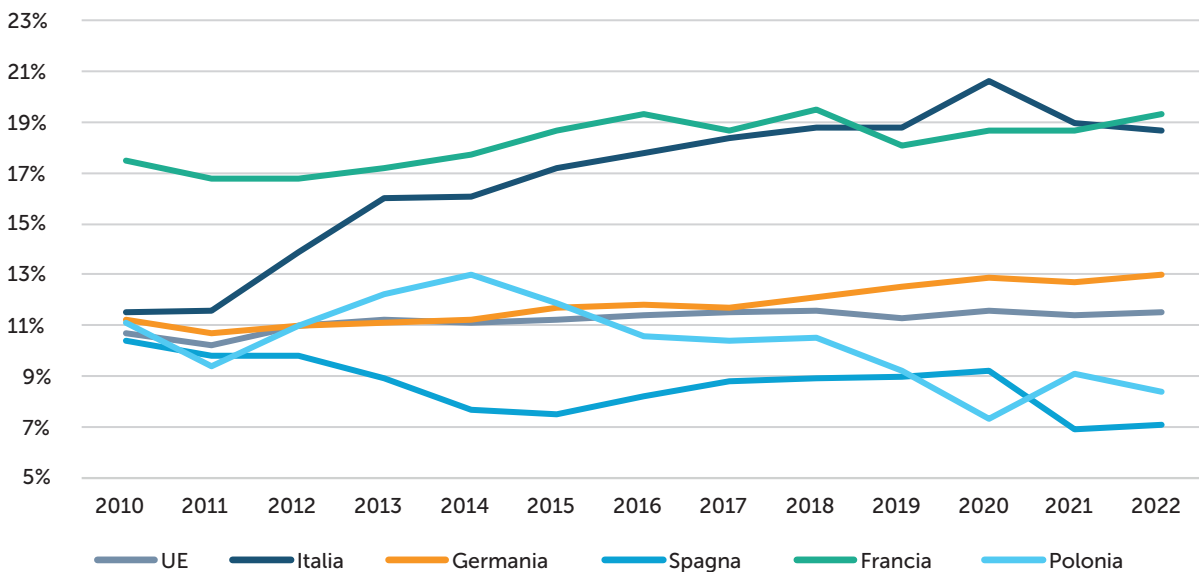
L'andamento nel tempo della quota di materiali riciclati reinseriti nel circuito produttivo rispetto al totale delle materie utilizzate (c.d. indice di circolarità, si veda la figura 1.33) evidenzia, accanto ai notevoli progressi di alcuni paesi (tra cui l'Italia, capace di giungere a un indice del 18,7% nel 2022 partendo da un valore di 11,5% nel 2010), la difficoltà per l'Unione europea nel suo complesso di aumentare significativamente il contributo alla produzione delle materie prime secondarie.

FIG. 1.32 Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2022 a confronto con gli obiettivi UE 2035



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

FIG. 1.33 Indice di circolarità (quota di materiali riciclati reinseriti nel ciclo produttivo, in rapporto al totale dei materiali utilizzati)



Fonte: Eurostat.

Come evidenziato in questa *Relazione Annuale* (si veda il paragrafo dedicato agli sviluppi normativi nel Volume 2), la reazione delle istituzioni comunitarie a una situazione di apparente stallo, e comunque di velocità migliorabile, nel percorso di avvicinamento all'economia circolare, ha assunto sostanzialmente due forme:

- l'estensione degli obblighi di raccolta differenziata e riciclo a ulteriori flussi di rifiuti riciclabili rispetto a quelli finora individuati come idonei quali i rifiuti tessili oggetto della recente proposta di revisione della direttiva quadro rifiuti;
- una strategia di riduzione della produzione stessa dei rifiuti, sia attraverso strumenti programmatori (c.d. contrasto allo spreco alimentare), sia attraverso strumenti dispositivi (riduzione obbligatoria dei rifiuti da imballaggio);
- l'introduzione di quote minime di utilizzo di beni riciclati, al fine di incentivarne la produzione attraverso il sostegno alla domanda.

Allargare lo sguardo: il ruolo dei rifiuti nel disegno dell'economia circolare

Allo scopo di accogliere l'invito implicito del Quadro di monitoraggio a considerare l'organicità dei fenomeni, è utile integrare nell'esposizione delle dinamiche che descrivono il ciclo dei rifiuti in Europa alcuni dei nuovi indicatori suggeriti.

Una grandezza utilizzata da Eurostat e dall'Agenzia europea per l'ambiente per valutare la "tensione alla circolarità" è lo sviluppo degli investimenti (privati) in economia circolare in Europa e negli Stati membri del *panel*. Per l'ultimo anno per il quale i dati sono disponibili e consolidati (2021), è possibile affiancare gli investimenti, quale indicatore dell'impegno economico del settore privato nella strutturazione dell'economia, alla dotazione impiantistica dedicata al riciclo nei paesi del *panel*; si ottiene così il contributo percentuale di ciascuno di essi agli investimenti privati totali registrati nell'Unione europea, pari a 121,6 miliardi di euro, e alla dotazione complessiva comunitaria di capacità di riciclo, individuata nella numerosità di impianti di riciclo²³.

Questi due indicatori sono a loro volta affiancati alle rispettive quote di produzione di rifiuti solidi urbani, allo scopo di fornire una percezione del contributo complessivo del *panel* al ciclo dei rifiuti urbani e del ruolo dei paesi esaminati nell'economia circolare.

La lettura della statistica restituisce un quadro, senza dubbio approssimativo e meritevole di approfondimenti, di un'elevata concentrazione del "contributo alla circolarità", che vede i paesi del *panel* ospitare quasi i tre quarti degli impianti di riciclo e contribuire per oltre il 60% agli investimenti privati rilevanti. La figura 1.35, basata sui medesimi dati contenuti in quella precedente, offre una più rapida percezione del grado di concentrazione delle "quote di contribuzione" al quadro europeo provenienti dalle economie selezionate.

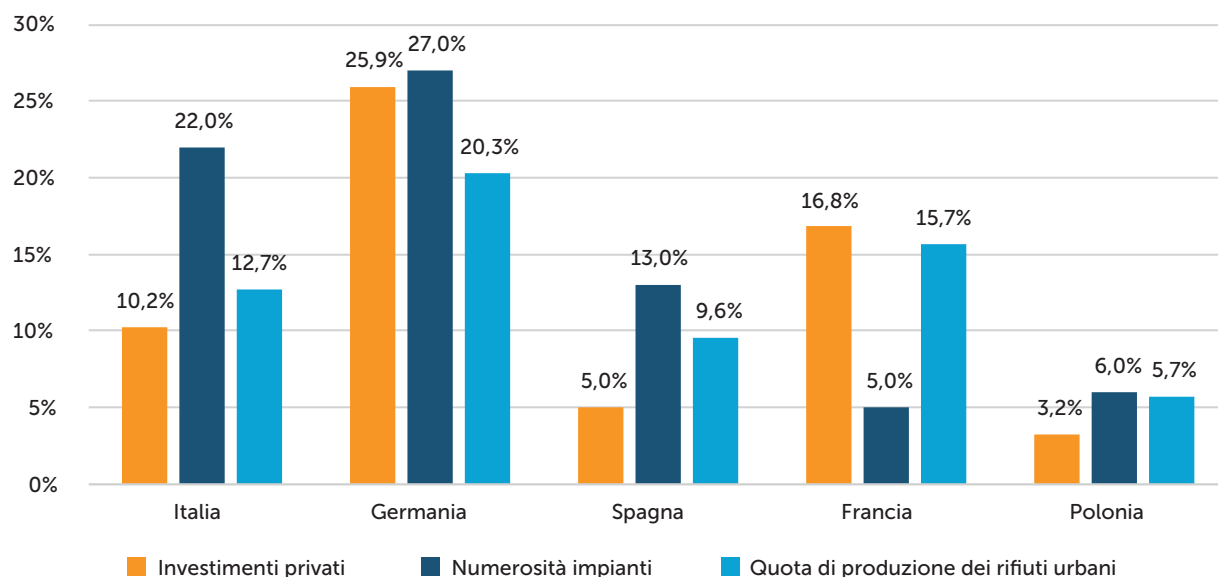
Si tratta di un dato istantaneo, che necessita di osservazioni nel tempo per inquadrare non soltanto il contributo del *panel* all'economia circolare, ma anche la sua evoluzione.

Qualche elemento in questo senso proviene dalla dinamica nel tempo dell'indicatore "investimenti privati in economia circolare". Nel periodo in cui le rilevazioni Eurostat consentono confronti omogenei (2012-2021), si nota

²³ Eurostat repertoria 199.000 impianti di riciclo propriamente detti, di cui oltre 170.000 in Repubblica Ceca: si tratta di un'evidente anomalia, qui risolta depurando il dato comunitario dal contributo di tale Stato membro. Le quote dei paesi del *panel* sono quindi calcolate rispetto alla numerosità "depurata", pari, per l'Unione europea senza Cechia, a 28.328 impianti nel 2021.

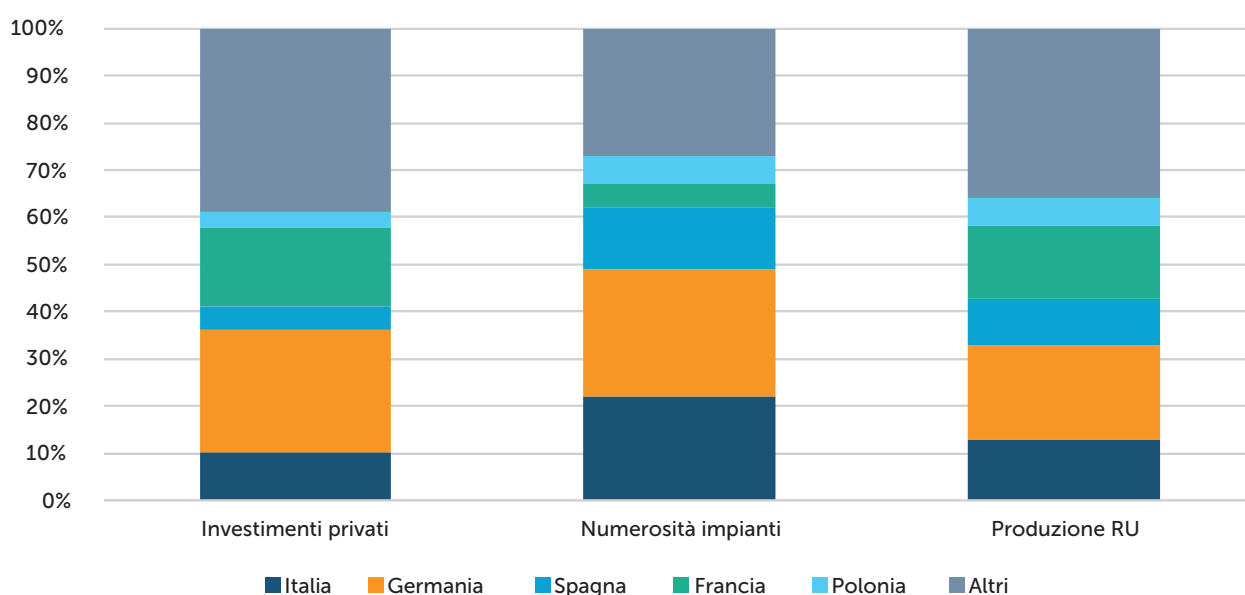
un andamento incerto fino al 2015, anno di ideale partenza della fase di progettazione dell'economia circolare che ha portato nel 2018 all'adozione dell'omonimo pacchetto legislativo, quando si afferma una non ambigua tendenza alla crescita (Fig. 1.35).

FIG. 1.34 Quote percentuali di investimenti privati in economia circolare, dotazione impiantistica e produzione di rifiuti urbani rispetto al totale UE



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

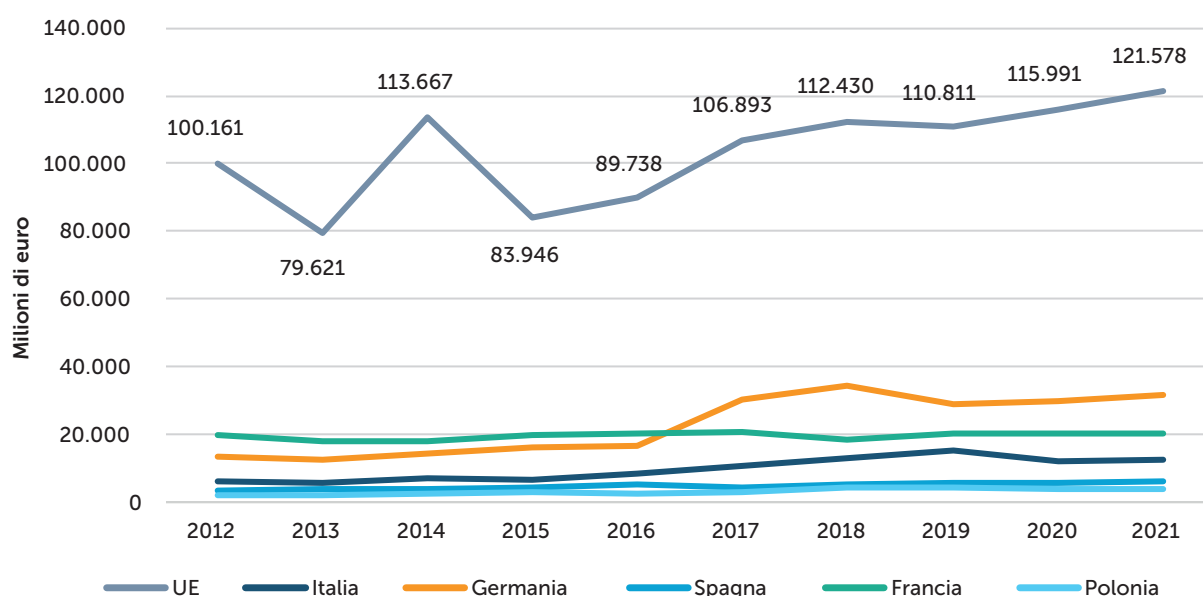
FIG. 1.35 Contributo percentuale dei cinque maggiori paesi al totale UE degli investimenti privati, della dotazione impiantistica (numerosità) e della produzione di rifiuti urbani nel 2021



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Dal 2015 al 2021 gli investimenti del settore privato in attività legate all'economia circolare crescono nell'Unione europea del 50%; tra i paesi del *panel*, la crescita più ampia è quella registrata dalla Germania, che ha pressoché raddoppiato gli investimenti. Negli altri paesi, tranne che in Francia, dove il dato annuale rimane costante intorno ai 18 miliardi, la tendenza alla crescita è confermata, benché con ritmi diversi e andamento non omogeneo. In Italia gli investimenti passano in sei anni da 6,7 a 12,4 miliardi, con un picco nel 2019 di 15,4 miliardi. Complessivamente, il *panel* porta nel periodo esaminato da 44 a 72 miliardi gli investimenti totali annui, sopravanzando l'incremento totale a livello europeo (in altri termini, compensando con la propria crescita il minore contributo dei restanti Stati membri).

FIG. 1.36 Investimenti privati in economia circolare dal 2012



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

L'analisi della "capacità contributiva" di paesi e gruppi di paesi al processo di avvicinamento all'economia circolare, per quanto accennata, consente di tratteggiare qualche riflessione sulla dinamica del medesimo processo, nonché sulla percezione – a più riprese sottolineata nei documenti preparatori e nelle premesse delle proposte legislative dell'esecutivo comunitario – di una sua apparente insufficienza.

Una prima possibile riflessione che sembra emergere dall'esame, fin qui svolto, dell'evidenza riguarda l'importanza del contributo delle economie comprese nel *panel*, apparentemente in grado di sostenere un circuito virtuoso: mentre il loro "contributo negativo" (misurato dalla produzione di rifiuti urbani) è stabile o decrescente, il loro "contributo positivo" (dinamica del riciclo, impiantistica, investimenti) segue una tendenza alla moderata ma continua crescita.

Emerge, quindi, e si conferma, il carattere di velocità differenziata: alcuni Stati membri, o gruppi di Stati membri, perseguono gli obiettivi con ritmo superiore alla media: investono di più e mostrano una consistente e crescente dotazione impiantistica.

Early warning: distanza dagli obiettivi e probabilità di raggiungerli

Un'Europa a due velocità è quella che viene evidenziata dai servizi della Commissione nella rendicontazione di "early warning", elaborata per valutare la probabilità che gli Stati membri soddisfino gli obiettivi di riciclaggio per il 2025 previsti all'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 da imballaggi (da ultimo sostituita dal regolamento di recente adozione sugli imballaggi e rifiuti da imballaggi, 2022/0396/COD, approvato dal Parlamento il 16 aprile 2024).

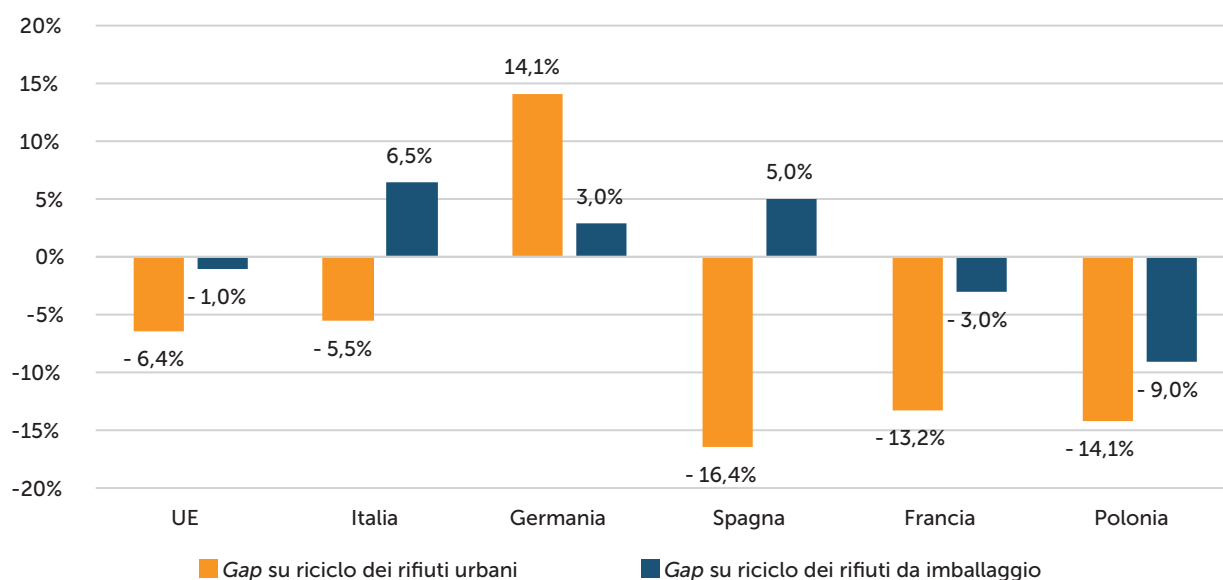
La relazione si concentra sul breve periodo e su due obiettivi selezionati, quello per il recupero di materia in relazione al totale dei rifiuti urbani e quello di riciclo dei rifiuti da imballaggio (rispettivamente, 55% e 65% in peso entro il 2025). Sulla base delle valutazioni svolte dall'Agenzia europea dell'ambiente, sono 18 gli Stati membri 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 costituito da dieci degli Stati membri "ritardatari" rischia di affiancare al mancato raggiungimento dell'obiettivo complessivo di riciclo anche il mancato rispetto dell'obiettivo di riciclo dei rifiuti da imballaggio: si tratta di Bulgaria, Cipro, Croazia, Grecia, Lituania, Malta, Polonia, Romania, Slovacchia e Ungheria.

Sono 10, per contro, gli Stati membri giudicati in condizione di poter rispettare entrambi gli obiettivi selezionati: Austria, Belgio, Cechia, Danimarca, Germania, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi e Slovenia. Solo Germania e Italia sono, quindi, tra i paesi del *panel* quelli probabilmente adempienti entro il 2025; Francia, Polonia e Spagna sono a rischio di mancato raggiungimento per almeno un obiettivo.

Nella figura 1.37 l'esame della relazione di "early warning" è sintetizzato in termini di distanze percentuali dagli obiettivi fissati 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.

FIG. 1.37 Distanza percentuale tra risultato nel 2022 e obiettivo al 2025 in tema di riciclo dei rifiuti urbani e riciclo dei rifiuti da imballaggio

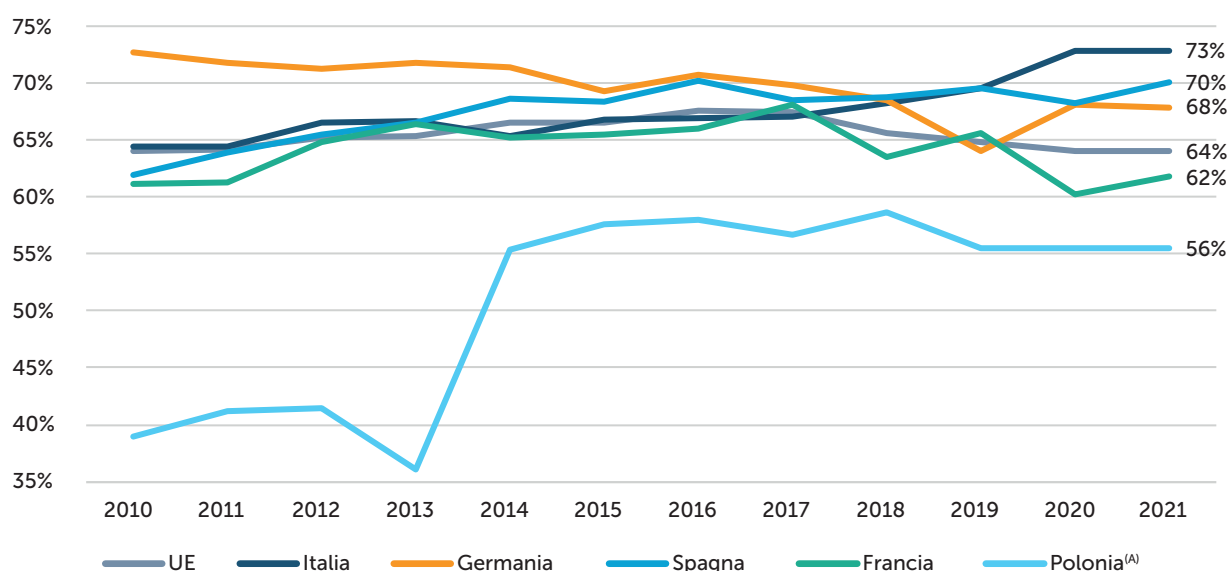


Allo stato e alle prospettive della grandezza relativa al primo indicatore utilizzato per la valutazione dinamica del perseguimento degli obiettivi, cioè la quota di rifiuti urbani riciclati in peso (che è attesa raggiungere almeno il 65% entro il 2035), si è già accennato in precedenza. Qui rileva svolgere qualche considerazione di dettaglio sulle tendenze, negli Stati membri e nell'Unione, in merito ai rifiuti da imballaggio, che negli ultimi due anni sono stati al centro del dibattito politico e legislativo, culminato nella recente adozione di un regolamento che rivede profondamente la materia e che introduce, accanto ai "tradizionali" obiettivi di crescita del riciclo, impegni alla riduzione *tout-court* degli imballaggi nel mercato interno, nonché alla promozione dell'uso effettivo dei materiali da riciclo (contenuto minimo obbligatorio di materiali riciclati negli imballaggi).

In effetti, l'inclusione nell'"*early warning*" della percentuale di riciclo dei rifiuti da imballaggio risponde a una preoccupazione espressa in più circostanze dall'esecutivo e dal Parlamento europeo²⁴ in merito all'asserita necessità di contrastare la dinamica di crescita nella produzione e nell'immissione in commercio di imballaggi, in relazione all'impatto ambientale di questi come conseguenza della loro trasformazione in rifiuti.

Come si desume dalla figura 1.38, è evidente come il tasso di riciclo degli imballaggi nell'UE mostri una certa inerzia nel tempo, nonostante la crescita anche rimarchevole registrata in alcuni Stati membri (il tasso dell'Unione europea resta grosso modo costante al 64% dal 2010 al 2021, mentre nello stesso periodo in Italia passa dal 64,4% al 72,9%, una dinamica che tuttavia non riesce a contrastare la riduzione registrata in altri paesi come la Germania, che perde in un decennio 10 punti percentuali).

FIG. 1.38 Sviluppo dei tassi di riciclo in peso dei rifiuti da imballaggi dal 2010



(A) Stime per gli anni 2020-2021.

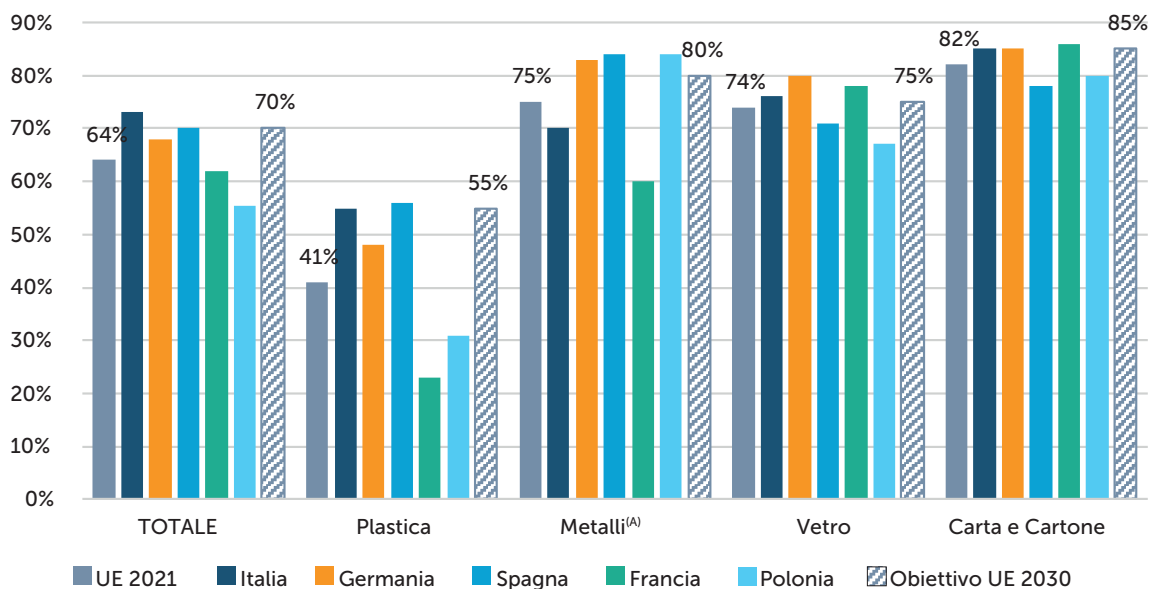
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

24 Nel presentare la proposta di regolamento sugli imballaggi e i rifiuti da imballaggio (2022/0396/COD), i legislatori affermano che "per quanto i tassi di riciclaggio siano aumentati nell'UE, la quantità di rifiuti generati dagli imballaggi cresce più rapidamente della quantità riciclata. Nell'ultimo decennio la quantità di rifiuti di imballaggio è aumentata di circa il 25% e dovrebbe aumentare di un ulteriore 19% entro il 2030 in assenza di interventi. Per quanto riguarda i rifiuti di imballaggio di plastica, l'aumento previsto è del 46% entro il 2030" (comunicato del Consiglio del 14 marzo 2024 sull'accordo provvisorio col Parlamento per l'adozione del regolamento).

Tuttavia, un esame più approfondito consente di appurare come l'evidenza di una dinamica insoddisfacente possa fare passare in secondo piano la "vicinanza" del dato comunitario, oltretutto dei dati di alcuni paesi notevoli, all'obiettivo di medio termine. Se la crescita è limitata, lo è anche per oggettiva prossimità del tasso di riciclo alla previsione legislativa: l'obiettivo del 70% di riciclo dei rifiuti totali da imballaggi per il 2030 può dirsi già raggiunto da paesi come Germania e Italia, e non lontano per il complesso dell'Unione, che in media registra il 64% nel 2021.

Tranne che per la plastica (UE al 41% contro l'obiettivo del 55% nel 2030, con l'Italia peraltro già quasi in linea), il dato generale di vicinanza dello stato dell'arte all'obiettivo 2030 si ritrova anche nell'esame dei diversi flussi di materiali per i quali la legislazione prevede obiettivi specifici.

FIG. 1.39 Tassi di riciclo dei rifiuti da imballaggi per tipi di materiale, situazione al 2021 e obiettivi 2030



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

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e nazionali.

Il fenomeno preso a riferimento per giustificare l'intervento normativo che riforma il comparto degli imballaggi è, in realtà, la crescita di produzione e immissione al consumo degli imballaggi: i colegislatori notano una dinamica di produzione e consumo più accentuata di quella del riciclo, deducendone l'incapacità del sistema di chiudere il divario e, quindi, un rischio di sovraccarico e di incremento prospettico di rifiuti non riciclabili, in parte anche legato alla scarsa riciclabilità di alcuni materiali, da cui è derivata anche l'esigenza di introdurre specifici requisiti per la progettazione.

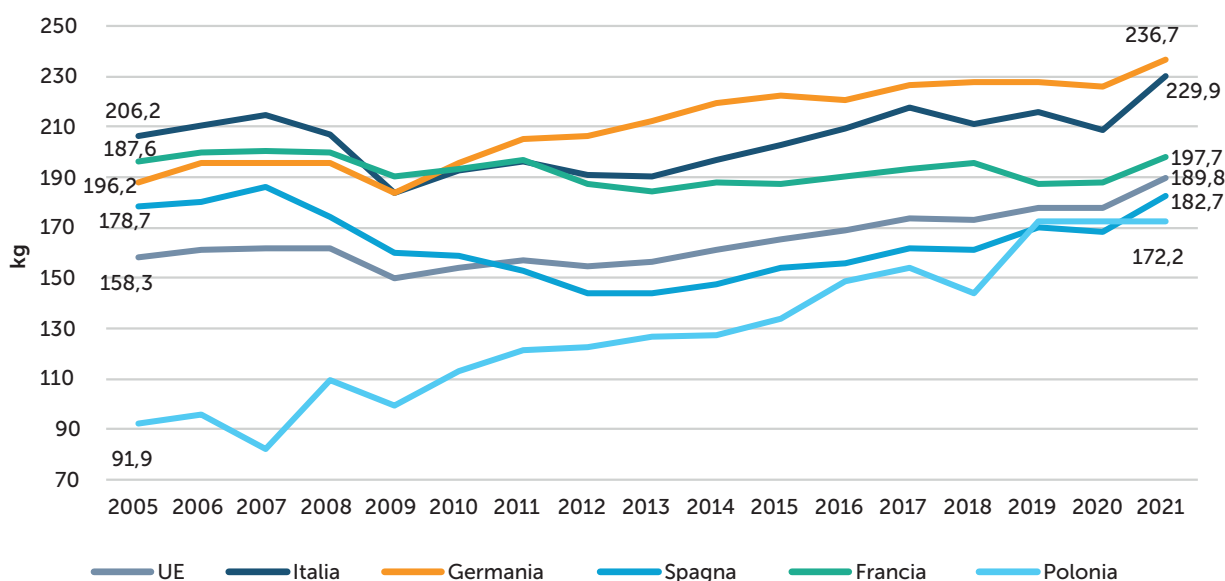
Dalla figura 1.40 è, in effetti, evidente la crescita nel tempo della generazione *pro capite* di rifiuti totali da imballaggi, che a livello europeo aumenta di 30 kg nel periodo 2005-2021, con un contributo variabile ma positivo di tutti i paesi del *panel*, tranne che nel caso della Francia, per la quale la produzione resta pressoché costante.

Come già osservato, dalla constatazione che il processo di avvicinamento all'economia circolare è connotato da disomogeneità e ritardi localizzati scaturiscono, a fronte di un apparente rallentamento globale, raccomandazioni nel senso della necessaria accelerazione delle aree "ritardatarie".

Si tratta di raccomandazioni in parte prevedibili e comprensibili, peraltro accompagnate da notevoli sforzi di concentrazione di risorse pubbliche anche derivate dagli strumenti di sostegno finanziario provenienti dai fondi comunitari di ripresa e resilienza.

Come tuttavia a più riprese segnalato dallo stesso esecutivo comunitario sin dalla stesura del *Green Deal*, una politica coerente di promozione dell'economia circolare richiede l'integrazione degli obiettivi puntuali con politiche che promuovano condizioni di contesto favorevoli e incentivanti. Uno dei temi di maggiore rilievo, in proposito, è la strutturazione di un mercato interno delle materie prime seconde.

FIG. 1.40 Generazione pro capite di rifiuti da imballaggio dal 2005



Fonte: Eurostat.

Le figure 1.41 e 1.42 descrivono l'evoluzione nel tempo degli scambi intracomunitari in quantità dei materiali riciclabili, distinguendo, per semplicità espositiva, il profilo complessivo dell'UE dall'evoluzione individuale dei paesi del *panel*²⁵.

A fronte della recente crescita delle esportazioni verso paesi terzi²⁶, il profilo degli scambi intracomunitari di materiali riciclabili, che costituiscono l'*input* dell'industria del riciclo, non appare particolarmente dinamico: nel 2023 la quantità di materiali riciclabili scambiati tra Stati membri, pari a circa 82 milioni di tonnellate, è pressoché identica alla quantità commerciata nel 2014.

Allo stesso modo, nel periodo rilevato, nessuno dei paesi del campione aumenta significativamente l'*import* di materiali riciclabili da altri Stati membri, e la Germania addirittura lo riduce del 15%. L'introduzione di obblighi crescenti di utilizzo di materiali riciclati negli imballaggi, oltre a promuovere la pratica del riciclo, rappresenta una prima reazione all'esigenza di sviluppo di un mercato di sbocco per le relative materie prime seconde.

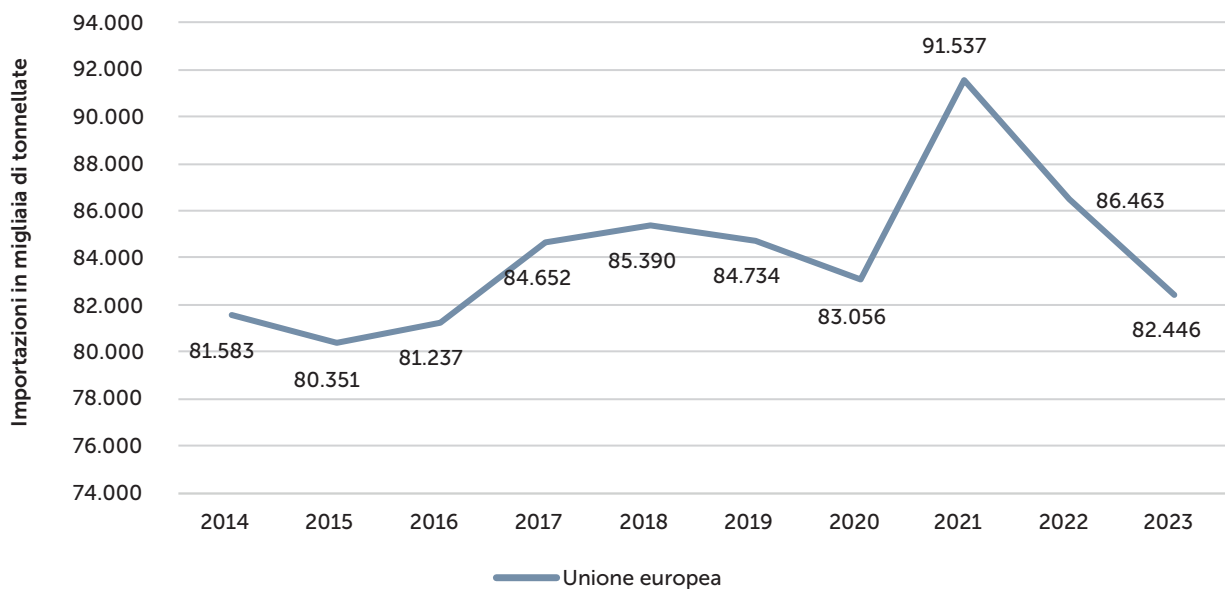
²⁵ È importante precisare che in questa serie di grafici i dati riportati sono riferiti alla totalità dei rifiuti prodotti, di cui i rifiuti urbani rappresentano circa un decimo in peso; ipotizzando il mantenimento delle proporzioni, si può supporre che le importazioni di materiali riciclabili provenienti dal comparto dei rifiuti urbani ammontino annualmente a circa 8 milioni di tonnellate, pari a poco più del 3% del totale dei rifiuti urbani prodotti e al 6,5% dei rifiuti urbani riciclati.

²⁶ Nel 2023 l'UE ha esportato verso paesi terzi 39 milioni di tonnellate di materie prime secondarie, il 10% in più dell'anno precedente e il 30% in più del 2015 (Eurostat, aggiornamenti web sull'economia circolare, 22 maggio 2024).

Tale osservazione porta a evidenziare come essenziale, per la sostenibilità del processo di economia circolare e per l'integrazione di politiche legislative e regolamentari, la considerazione di aspetti di efficienza dell'industria del riciclo e di competitività dei suoi prodotti. Un arricchimento del "quadro di monitoraggio" è in questo senso auspicabile, in prospettiva di una migliore comprensione dei fenomeni oltre che della loro descrizione.

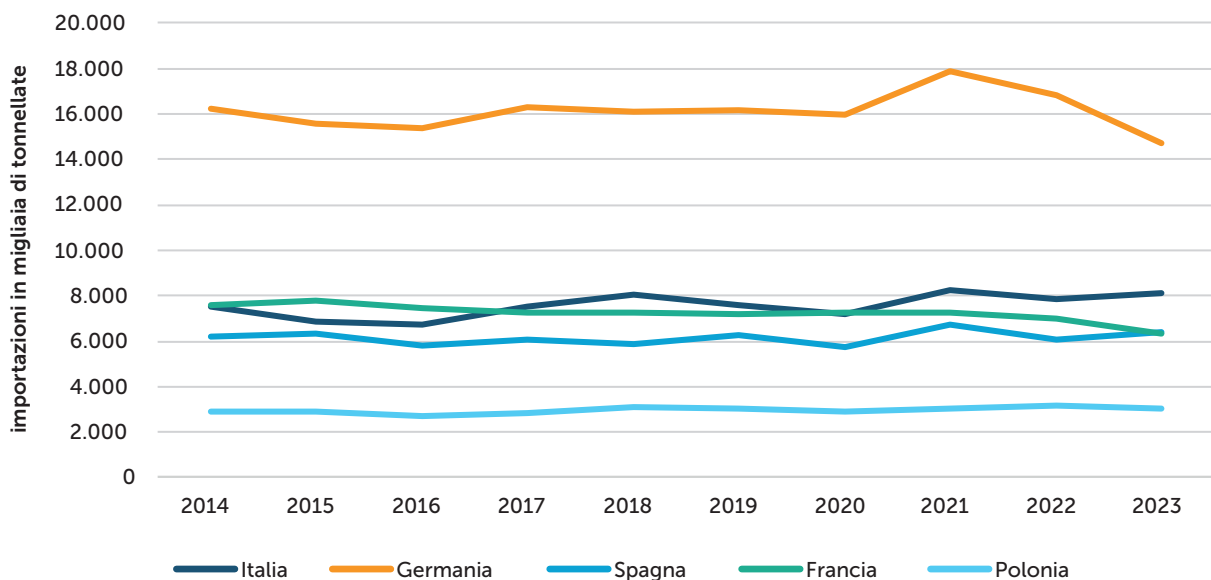
Un utile campo d'indagine sotto questo aspetto è l'analisi delle implicazioni di possibili fenomeni di specializzazione. Si è osservato come alcuni paesi (tra questi, alcuni che non sono inclusi nel *panel* ma che meritano menzione, come l'Olanda) tendano a "contribuire di più": tale carattere potrebbe essere dovuto, oltre che naturalmente a spinte normative nazionali, a economie di scala e a vantaggi competitivi di natura tecnica. Se di tale eventualità dovesse esserci evidenza tramite ricerche sulla struttura dell'industria, ne seguirebbe l'opportunità di indagare il rapporto costi-benefici di un approccio legislativo che, nel perseguire l'obiettivo generale, richiede a ogni Stato membro di ottenere lo stesso risultato in media.

FIG. 1.41 Scambi intracomunitari nell'Unione europea di materiali riciclabili dal 2014



Fonte: Eurostat.

FIG. 1.42 Scambi intracomunitari di materiali riciclabili per i paesi del panel



Fonte: Eurostat.



CAPITOLO

2



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

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2023

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2023 a confronto con quello dell'anno precedente; come di consueto, i dati di fonte Terna relativi all'ultimo anno sono provvisori.

Nel 2023 i consumi di energia elettrica sono risultati in diminuzione del 2,9%; la flessione ha interessato tutti i settori (distinti secondo una nuova disaggregazione richiesta da Eurostat), eccetto i trasporti e la pesca che sono risultati in aumento di oltre il 5%.

L'energia disponibile per il consumo è stata soddisfatta per poco meno dell'84% dalla produzione nazionale netta (decurtata dall'energia destinata ai pompaggi), mentre per il restante 16,8% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale risulta diminuita quasi del 7% rispetto all'anno precedente a fronte di un aumento del 15,2% delle importazioni e una riduzione del 24,6% dell'energia destinata alle esportazioni.

TAV. 2.1 Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2022 e nel 2023 (in GWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	2022	2023 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	283.953	264.273	-6,9%
Servizi ausiliari	9.345	8.329	-10,9%
Produzione netta	274.608	255.944	-6,8%
Ricevuta da fornitori esteri	47.391	54.572	15,2%
Ceduta a clienti esteri	4.404	3.320	-24,6%
Destinata ai pompaggi ^(B)	2.586	2.199	-15,0%
Disponibilità per il consumo	315.008	304.997	-3,2%
Perdite di rete	19.155	17.620	-8,0%
Consumi al netto delle perdite	295.853	287.377	-2,9%
Energia	8.852	8.730	-1,4%
Industria	111.638	107.135	-4,0%
Trasporti	9.009	9.510	5,6%
Domestico	64.640	62.680	-3,0%
Commercio e pubblici servizi	94.967	93.005	-2,1%
Agricoltura/Foreste	6.387	5.970	-6,5%
Pesca	230	242	5,2%
Altri	117	105	-10,5%

(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 2023 (in TWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	ENEL	10-21 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	2	18	8	44	455	15.102	15.635
Produzione nazionale lorda	44,6	65,5	8,9	25,3	1,4	2,1	4,1	93,8	245,6
Produzione nazionale netta	42,6	63,6	8,7	24,7	1,3	2,0	4,0	90,3	237,3
Energia destinata ai pompaggi	2,1	0,0	0,0	0,0	-	-	0,0	-	2,1
Importazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	54,6
Esportazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	3,3
Perdite di rete ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	17,6
Autoconsumi ^(B)	0,0	1,8	0,4	0,6	0,0	0,2	0,6	16,5	20,2
Vendite finali	91,4	67,6	25,0	41,7	9,5	10,9	6,2	-	252,2
Mercato libero	67,9	65,4	13,6	49,5	5,5	10,3	6,4	-	218,6
Domestico	19,6	11,1	1,6	4,9	1,1	2,4	1,6	-	42,3
Non domestico	48,3	54,3	12,0	44,6	4,4	7,9	4,9	-	176,3
- Bassa tensione	19,2	14,5	2,2	16,6	2,8	3,8	3,3	-	62,3
- Media tensione	21,1	32,4	5,5	25,0	1,0	3,8	1,5	-	90,4
- Alta e altissima tensione	8,0	7,4	4,3	3,0	0,5	0,3	0,0	-	23,6
Maggior tutela	12,6	0,6	1,0	0,5	0,0	0,0	0,2	-	14,4
Domestico	11,6	0,5	0,9	0,5	0,0	0,0	0,2	-	13,7
Non domestico	0,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,7
Tutela graduale	-	1,9	0,2	0,7	0,2	-	0,1	-	3,1
Micro-imprese	-	0,7	0,2	0,5	0,2	-	0,0	-	1,5
Piccole imprese	-	1,2	-	0,3	-	-	0,0	-	1,5
Salvaguardia	1,5	3,6	-	-	-	-	-	-	5,1
- Bassa tensione	0,6	0,9	-	-	-	-	-	-	1,5
- Media tensione	0,9	2,1	-	-	-	-	-	-	2,9
- Alta e altissima tensione	0,1	0,7	-	-	-	-	-	-	0,7

(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 2023 e classificati sulla base dei quantitativi di vendita al mercato finale (distinto in libero, maggior tutela, tutele graduale e salvaguardia)¹. L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascun operatore presso l'Anagrafica operatori ai sensi del TIAO; se un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé². È da sottolineare, inoltre, che la composizione delle imprese che risponde all'Indagine annuale non è sempre la stessa; per questo nella lettura dei dati di confronto da un anno all'altro occorre tenere in considerazione anche questo aspetto.

Al momento della chiusura del presente Volume della *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano il 93% circa del valore (a sua volta provvisorio) della produzione nazionale e il 91% dei consumi pubblicati da Terna.

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 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 GAUDI 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.

Come ogni anno, nel bilancio degli operatori è presente una classe denominata "Senza vendite" in cui si collocano tutti quei gruppi che producono energia elettrica, ma 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 di gruppi societari, quasi il 13% dell'energia netta prodotta è destinata al GSE e, tra tutte le classi, essa è quella con la quota maggiore di cessione al GSE, così come la classe che riunisce i gruppi con vendite fino a 100 GWh, per la quale la quota di energia ceduta al GSE è pari a 6,6%. La medesima quota, calcolata per tutte le altre classi, assume valori decisamente più contenuti.

Nella classe dei gruppi con vendite fino a 100 GWh il 14,3% dell'energia generata netta è destinata agli autoconsumi, mentre nella classe "Senza vendite" la stessa quota è di poco superiore al 18%.

Con una produzione netta di 42,6 TWh, il gruppo Enel controlla il 18% della produzione nazionale complessiva (dato provvisorio di Terna) e circa il 34% delle vendite totali che includono quelle relative al servizio di maggior tutela, ai servizi di tutela graduale e al servizio di salvaguardia. La seconda classe con le vendite più elevate (10-21 TWh) include per il 2023 gli stessi cinque gruppi societari degli anni passati (A2A, Edison, Xpo Group, Eni e Hera). Questi cinque gruppi detengono quasi il 27% della produzione netta e le loro vendite finali coprono quasi il 30% di quelle totali rilevate nell'Indagine annuale.

Complessivamente, dunque, i primi sei gruppi industriali coprono quasi il 45% della generazione netta e vendono oltre il 63% di tutta l'energia ceduta a clienti finali.

I dati raccolti, inoltre, confermano quanto già evidenziato negli anni passati: al diminuire dell'energia venduta aumenta spiccatamente la quota di energia non dispacciata in proprio, passando da circa il 4% dei maggiori *competitor* del gruppo Enel e arrivando al 73% dei venditori più piccoli.

In Italia poco più del 41% della generazione netta rilevata nell'ambito dell'Indagine annuale è prodotta da fonti rinnovabili; in particolare, è la classe con vendite fino a 100 GWh che possiede la quota maggiore di produzione da tale tipologia di fonti (circa il 72%), seguita dalla classe dei gruppi che non hanno vendite finali (53,5%). Seguono il gruppo Enel e i gruppi con vendite comprese tra 0,5 e 1 TWh, con quote rispettivamente pari al 51,8% e al 41,7%. Le quote meno significative di produzione da fonte rinnovabile si registrano, invece, in corrispondenza della classe con vendite al di sotto di 1 TWh, mentre la produzione di energia elettrica dei gruppi con vendite tra 10 e 21 TWh proviene nel complesso da fonti rinnovabili per il 21% circa, ma va evidenziato come all'interno di tale classe la quota di generazione da fonti rinnovabili per ciascun gruppo societario sia piuttosto variabile, con percentuali che per alcuni di essi raggiungono un massimo del 75,4%.

Una breve analisi sul mercato finale consente di evidenziare, come già in passato, che poco più del 23% delle vendite è destinato al settore domestico; tale quota, tuttavia, sale al 38,2% nel caso del gruppo Enel. Per i gruppi direttamente suoi concorrenti, che hanno vendite tra 10 e 21 TWh (classe nell'ambito della quale gli unici gruppi che operano nel servizio di maggior tutela sono i gruppi Hera e A2A), la quota di vendite al settore domestico è inferiore e pari al 16% circa, praticamente invariata rispetto all'anno precedente. Nell'ambito di tale classe, vi è però anche il gruppo Eni che destina circa un terzo delle proprie vendite finali proprio ai clienti domestici.

Come nell'anno precedente, nelle altre classi la quota più rilevante di vendite al settore domestico, pari al 26,3%, si rileva tra i gruppi con vendite fino a 100 GWh, dove ricadono sia molti esercenti il servizio di vendita di maggior tutela, sia numerosi venditori di piccole dimensioni del mercato libero. In questa stessa classe si registra anche la maggiore quota di vendite a clienti non domestici in bassa tensione (69%), seguita da quella dei gruppi tra 0,5 e 1 TWh che si attesta al 65,7%.

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 Enel, dove incidono, rispettivamente per il 35,1% e per il 16,1% delle vendite complessive al settore non domestico.

Nel gruppo con vendite tra 0,5 e 1 TWh si registra la quota meno significativa di vendite ai clienti finali in media tensione (23%); la stessa quota è, invece particolarmente significativa per i gruppi inclusi tra 10 e 21 TWh, dove rappresenta il 57,6% delle vendite finali, con quote individuali dei gruppi che superano ampiamente la metà.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Secondo i dati provvisori rilasciati da Terna, nel 2023 la produzione nazionale lorda di energia elettrica in Italia è diminuita del 6,9%, essendosi attestata a 264,3 TWh rispetto ai 284 TWh dell'anno precedente (Tav. 2.3). In particolare, si è registrata una diminuzione del 19,3% della produzione termoelettrica a fronte di un aumento del 15,6% della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Nell'ambito della generazione termoelettrica, la diminuzione più rilevante si è verificata nella produzione da solidi (-41,5%) e da prodotti petroliferi (-26,9%), mentre la generazione da gas naturale risulta diminuita in misura inferiore, cioè del 15,9%.

Nel caso delle fonti rinnovabili, che concorrono per circa il 44% al *mix* della produzione elettrica nazionale (la stessa quota nell'anno precedente era pari al 35,4%), si è registrata una diminuzione solo nella generazione geotermica (-2,5%) e in quella da bioenergie (-9,1%).

L'aumento maggiore si è verificato nella produzione idroelettrica (+42,4%) che, con 40,4 TWh, è tornata ad avvicinarsi ai quantitativi degli anni antecedenti al 2022, anno caratterizzato da un'importante emergenza idrica. Le quote di produzione eolica e fotovoltaica sono aumentate rispettivamente del 13,7% e del 9,2%.

TAV. 2.3 Produzione lorda per fonte dal 2019 al 2023 (in GWh)

FONTE	2019	2020	2021	2022	2023 ^(A)
Produzione termoelettrica	176.171	161.673	170.640	181.594	146.559
Solidi	18.839	13.380	14.022	22.607	13.220
Gas naturale	141.687	133.683	143.998	141.445	118.981
Prodotti petroliferi	3.453	3.175	3.851	4.953	3.622
Altri	12.192	11.436	8.769	12.589	10.736
Idroelettrico da pompaggi	1.835	1.944	2.090	1.893	1.551
Produzione da fonti rinnovabili	115.847	116.915	116.339	100.466	116.163
Idroelettrico	46.319	47.552	45.388	28.398	40.449
Eolico	20.202	18.762	20.927	20.494	23.303
Fotovoltaico	23.689	24.942	25.039	28.122	30.711
Geotermico	6.075	6.026	5.914	5.837	5.962
Biomassa e rifiuti	19.563	19.634	19.071	17.616	16.008
PRODUZIONE TOTALE	293.853	280.532	289.069	283.953	264.273

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

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 TIAO³ 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*.

Nell'Indagine annuale relativa all'anno 2023, 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 circa 1.200 soggetti su un totale di oltre 17.000 partecipanti alla rilevazione. Tra questi il 75% 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 al 93% della generazione elettrica lorda indicata da Terna (nei dati provvisoriamente rilasciati).

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2023, suddivisa per fonte idroelettrica, rinnovabile e termoelettrica, con il dettaglio dell'anno di entrata in esercizio degli impianti per la potenza netta esistente.

³ Come stabilisce il Testo integrato anagrafica operatori (allegato alla delibera 15 marzo 2022, 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.

Come rilevato anche negli anni precedenti, in Italia più di metà della potenza installata, il 51,6%, è costituita dagli impianti termoelettrici; il restante 48,4% si divide tra gli impianti idroelettrici, che incidono per il 21,1%, e quelli rinnovabili, che ne costituiscono il 27,3%. La maggior parte degli impianti esistenti (42,1%) 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 più di metà (57,3%) della potenza degli impianti da fonti rinnovabile è entrata in esercizio nel decennio 2011-2020. Rispetto al 2022, la potenza netta è cresciuta da 103,7 a 105,9 GW (2,1%); risultano essere stati installati nuovi impianti rinnovabili per 2 GW. Si noti che, nel 2023, la massima potenza richiesta dal sistema elettrico è stata registrata il 19 luglio quando ha raggiunto 58,5 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	16,4	0,0	4,8	21,2
Dal 1991 al 2000	1,7	0,7	7,1	9,4
Dal 2001 al 2010	2,7	7,6	34,3	44,6
Dal 2011 al 2020	1,9	15,6	5,3	22,8
Dal 2021	0,1	5,1	2,6	7,9
TOTALE POTENZA NETTA	22,7	29,1	54,1	105,9
POTENZA LORDA	22,9	29,6	55,9	108,4

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termoelettrica e rinnovabile, il numero dei produttori (congeggiati per singola ragione sociale e non per gruppo societario di appartenenza) e la relativa potenza disponibile, con il dettaglio di quella inferiore a 1 MW⁴. I dati confermano quanto già rilevato negli anni scorsi: buona parte della potenza lorda (48.366 MW) è in capo a 506 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 40,9% al 37,6% (92,3 TWh sui 245,6 TWh complessivi). Più in dettaglio, i 92,3 TWh generati dai 506 operatori misti sono stati garantiti per quasi il 59% da 227 operatori che hanno fino al 30% di potenza da impianti alimentati con fonti rinnovabili e per il 38,2% da 151 operatori per i quali la potenza da impianti rinnovabili incide tra il 30% e il 60% della potenza complessiva lorda; i rimanenti 128 operatori misti possiedono impianti con potenza rinnovabile superiore al 60% e hanno prodotto solo 3 TWh.

⁴ 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.

TAV. 2.5 Produttori, impianti e generazione per fonte

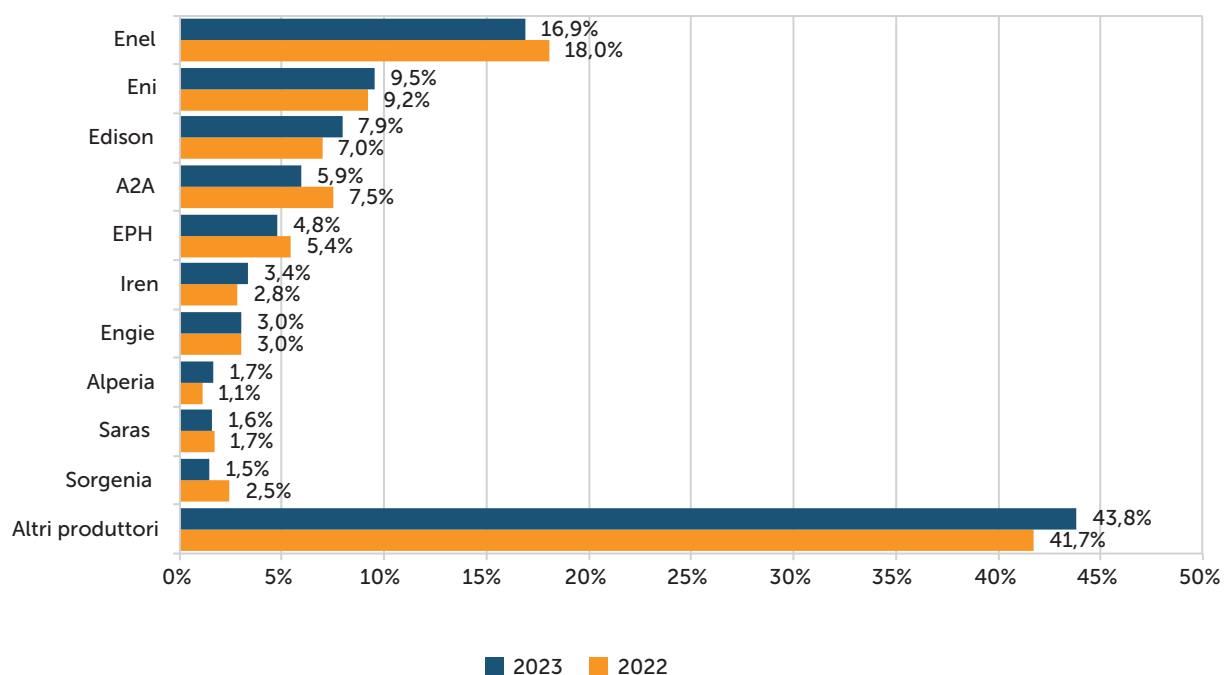
ANNO	TERMOELETTRICO	DI CUI <1 MW	RINNOVABILE	DI CUI <1 MW	MISTO	DI CUI <1 MW	TOTALE
Numero produttori							
2019	444	121	13.581	10.857	335	85	14.360
2020	473	136	13.895	11.102	363	102	14.731
2021	461	133	13.750	11.001	399	107	14.610
2022	480	145	13.988	11.209	447	119	14.915
2023	483	144	14.875	11.919	506	133	15.864
Potenza lorda (MW)							
2019	19.555	60	35.489	4.689	50.251	35	105.295
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	22.065	65	37.991	4.976	48.366	64	108.422
Generazione lorda (TWh)							
2019	83,3	4,6	87	10,6	105,5	0,1	275,7
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	83,5	9,6	92,3	0,1	245,6

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari (cioè quelli che nel 2023 hanno una quota superiore all'1,5% della produzione totale fornita da Terna) alla generazione lorda negli ultimi due anni.

Per tali gruppi le differenze rispetto al 2022 maggiormente significative si rilevano per A2A (la cui produzione è diminuita dell'1,6%), per Enel e per Sogenergia; l'assenza di alcuni gruppi nel *ranking* presentato nel grafico è da attribuirsi essenzialmente all'importante diminuzione della generazione termoelettrica registrata a livello nazionale.

L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 537, è in diminuzione rispetto al 2022 (577) e al 2021 (552), restando sempre molto basso nel tempo.

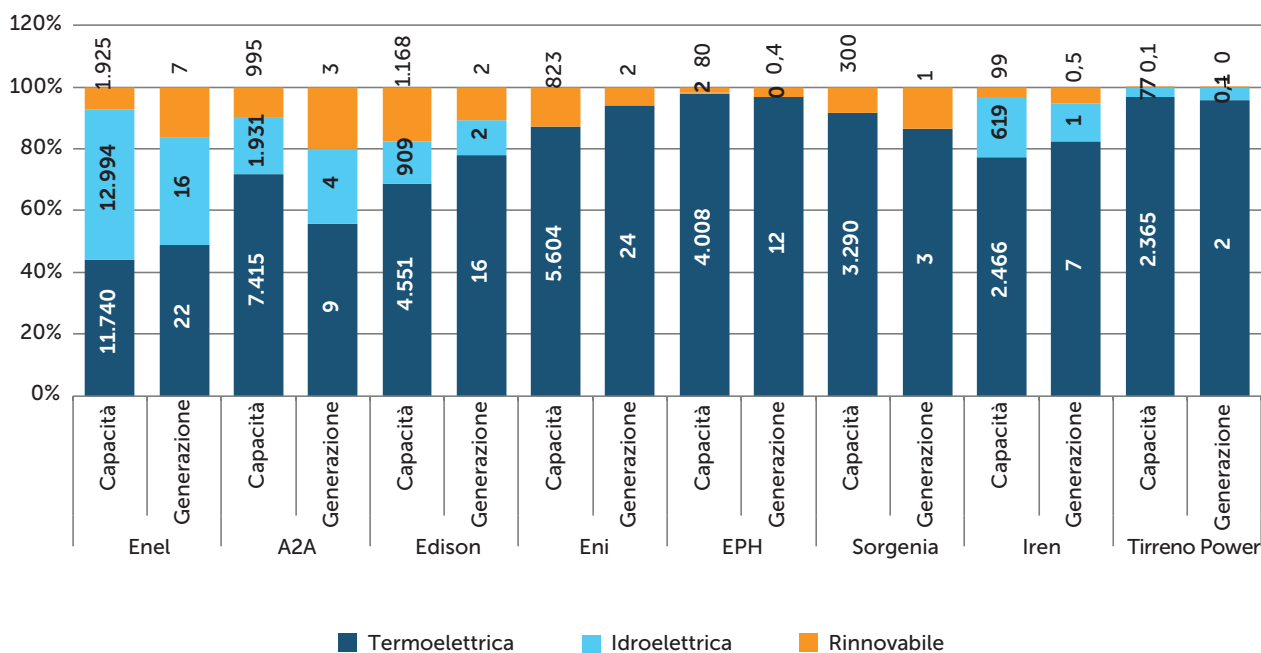
FIG. 2.1 Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La composizione societaria degli operatori della generazione riguarda quelli tra loro che hanno partecipato alla rilevazione relativa al 2023 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 (39,1%) ed enti pubblici (1,6%). Relativamente alla nazionalità dei soci che possiedono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 5,8%⁵ 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.

⁵ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

FIG. 2.2 Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2023 (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 2023 Eni risulta essere il primo operatore nella generazione termoelettrica (posizione ottenuta anche nel 2021) coprendo il 16,5% della produzione nazionale lorda (13,9% nel 2022), mentre per Enel, che per l'anno di riferimento risulta essere il secondo operatore, la quota è pari al 15,2% (lo scorso anno era al 18,3%). Enel continua a utilizzare la maggior parte del carbone impiegato nel settore, con una quota del 76,5%, in netta diminuzione rispetto al 2022 quando tale quota si attestava all'82,4%, mentre la parte di energia elettrica prodotta con gas naturale (9,8%) è sostanzialmente invariata rispetto ai due anni precedenti.

Il principale utilizzatore di gas naturale rimane il gruppo Eni con la quota di produzione da questa fonte pari al 18,9%, tra l'altro in aumento rispetto al 2022 (16,4%). Anche il gruppo Edison nell'ultimo anno ha ulteriormente accresciuto la produzione da gas naturale arrivando a coprire il 13,8% della propria generazione totale rispetto all'11,8% dell'anno precedente. In generale l'aumento della quota di produzione da gas naturale si rileva praticamente su tutti i gruppi, a eccezione di A2A, Sorgenia, Tirreno Power e Axpo Power. Gli altri operatori, quelli cioè di cui non viene esplicitata la ragione sociale nella tavola, ricoprono circa il 19% di produzione da gas naturale, in leggera diminuzione rispetto al 2022 quando la medesima quota era pari al 20%.

La quota maggiore di generazione da prodotti petroliferi è relativa ad A2A che conta per il 67,7% della produzione totale derivata da questo tipo di combustibile, in calo rispetto all'83,9% del 2022. Per quello che riguarda, infine, la produzione da altre fonti, si rilevano i contributi di Saras, G.O.I. Energy, Eni e Acciaierie d'Italia Holding per i quali il contributo è pari rispettivamente al 35,3%, 23,3%, 12,7% e 10,7% del totale nazionale rilevato.

TAV. 2.6 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2023 per fonte

GRUPPI	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)	TOTALE
Eni	-	0,9%	18,9%	12,7%	16,5%
Enel	76,5%	3,7%	9,8%	-	15,2%
Edison	-	-	13,8%	0,3%	11,4%
Energeticky a Prumislavy Holding (EPH)	20,9%	0,4%	8,0%	-	8,5%
A2A	2,6%	67,7%	6,0%	0,2%	6,1%
Iren	-	-	6,0%	1,7%	5,1%
Engie	-	-	6,0%	-	5,0%
Saras	-	17,3%	-	35,3%	2,7%
Sorgenia	-	-	2,8%	-	2,3%
G.O.I. Energy	-	2,1%	0,5%	23,3%	2,1%
Acciaierie d'Italia Holding	-	-	1,5%	10,7%	2,0%
Alpiq	-	-	2,1%	-	1,8%
Axpo Power	-	-	2,0%	-	1,7%
Tirreno Power	-	-	1,6%	-	1,4%
Achernar	-	-	1,5%	-	1,2%
Altri operatori	0,0	7,9%	19,4%	15,8%	17,2%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Comprendono 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) Comprendono 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 22,4% della generazione lorda nazionale (tale percentuale è calcolata sul totale della generazione rilevata nell'ambito delle Indagini annuali), detenendo una quota significativa nell'idroelettrico (37,8% ancora in diminuzione rispetto ai due anni precedenti) e la totalità di quelle nel geotermico. La tavola consente di apprezzare come tra i principali 15 gruppi che hanno contribuito alla produzione da energia rinnovabile vi sia anche Eni che è il nono operatore con generazione da eolico, solare e bioenergie, guadagnando quindi una posizione rispetto all'anno precedente.

Come già osservato in passato, tra i principali gruppi appare significativa, pur se in diminuzione rispetto al 2022, la quota nell'eolico di Erg (10,6% contro 11,5% del 2022), nonché quella di Edison che è pari al 9,4%, invariata rispetto all'anno precedente; seguono Enel, Eni (che l'anno scorso aveva una quota del 3,2%) e Alerion.

Per quello che riguarda il solare, la quota più importante dell'intera produzione è quella del gruppo Solegreen Italia della Renewable Energies Abroad – General Partner Ltd che è pari al 5,7% della generazione da questa tipologia di fonte, seguito da EF Solare Italia (5,5%), Tages (5,2%) e da A2A (2,3%). Agli altri produttori, compresi quelli con quote più significative nella produzione da fonte solare, si attribuisce il 76,9% della produzione nazionale rilevata nell'Indagine annuale.

Relativamente alle bioenergie, infine, è da notare come il gruppo A2A abbia aumentato ancora il suo contributo, arrivando al 14,7% (la quota era pari al 9,7% nel 2020, 12,2% nel 2021 e 13,3% nel 2022), mentre il 74,6% della produzione deriva dai produttori di più piccola dimensione.

TAV. 2.7 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2023

GRUPPO SOCIETARIO	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE	TOTALE
Enel	37,8%	100,0%	6,5%	0,3%	0,4%	22,4%
A2A	9,3%	-	1,7%	2,3%	14,7%	6,8%
Edison	5,8%	-	9,4%	0,6%	0,1%	4,6%
Alperia	9,9%	-	-	0,0%	1,4%	4,2%
C.V.A.	6,5%	-	1,4%	0,4%	0,0%	3,0%
ERG	0,0%	-	10,6%	1,6%	0,0%	2,6%
Dolomiti Energia	6,5%	-	-	0,0%	0,0%	2,6%
Iren	2,7%	-	-	0,1%	2,7%	1,5%
Eni	-	-	5,4%	1,4%	0,4%	1,5%
Alerion	-	-	5,3%	-	-	1,2%
RWE	-	-	4,4%	-	-	1,0%
Tages	-	-	0,5%	5,2%	-	1,0%
Hera	-	-	-	0,0%	5,7%	0,9%
Solegreen Italia ^(A)	-	-	-	5,7%	-	0,9%
EF Solare Italia	-	-	-	5,5%	-	0,9%
Altri operatori	21,4%	0,0%	54,8%	76,9%	74,6%	45,0%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Il nome completo del gruppo è Solegreen Italia Sas – della Renewable Energies Abroad – General Partner Ltd.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.8 Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2023

FONTE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
Idroelettrico	37,8% Enel	9,9% Alperia	9,3% A2A	6,5% C.V.A.	6,5% Dolomiti Energia
Geotermoelettrico	100,0% Enel	-	-	-	-
Eolico	10,6% Erg	9,4% Edison	6,5% Enel	5,4% Eni	5,3% Alerion
Solare	5,7% Solegreen Italia ^(A)	5,5% EF Solare Italia	5,2% Tages	2,5% Sonnedit	2,3% A2A
Bioenergie	14,7% A2A	5,7% Hera	4,7% Marseglia Group	2,7% San Marco Bioenergie	2,7% Iren

(A) Il nome completo del gruppo è Solegreen Italia Sas – della Renewable Energies Abroad – General Partner Ltd.

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 2023, mettendo in evidenza anche quest'anno che sono tendenzialmente i gruppi maggiori dell'intero rinnovabile ad avere anche le quote più rilevanti su idroelettrico, geotermoelettrico, eolico e in parte sulle bioenergie. Si conferma, invece, che nella generazione da solare, a esclusione del gruppo A2A, le maggiori quote sono in capo a soggetti specializzati in questa tipologia di produzione.

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 (3.547 contro i 3.224 del 2022), seguita da Emilia-Romagna con 2.279 operatori (2.102 nel 2022), Piemonte con 2.101 soggetti produttori contro i 1.976 dell'anno precedente e Veneto con 2.051 operatori rispetto ai 1.872 del 2022. Come già riscontrato anche negli anni passati, queste sono le regioni nelle quali si registra anche il numero più elevato di autoproduttori. A tal proposito è opportuno sottolineare che anche per l'anno 2023 le cessioni effettuate all'interno di SSPC sono state considerate tra gli autoconsumi, nell'ambito dei quali incidono per il 13,5% del totale.

TAV. 2.9 Presenza territoriale degli operatori nel 2023

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	2.101	360	44,9%	51,3%
Valle d'Aosta	68	5	85,5%	85,6%
Liguria	130	32	70,4%	79,8%
Lombardia	3.547	967	28,5%	36,7%
Trentino-Alto Adige	853	128	57,2%	61,5%
Veneto	2.051	533	52,1%	45,8%
Friuli-Venezia Giulia	500	106	68,7%	55,7%
Emilia-Romagna	2.279	581	56,9%	55,4%
Toscana	664	150	66,5%	51,9%
Lazio	553	106	59,6%	73,0%
Marche	925	130	26,2%	28,1%
Umbria	277	39	75,7%	75,9%
Abruzzo	529	73	53,1%	53,5%
Molise	123	14	39,1%	67,2%
Campania	470	108	28,1%	43,1%
Puglia	1.139	68	45,3%	36,0%
Basilicata	348	24	16,3%	17,0%
Calabria	181	12	68,2%	55,5%
Sicilia	571	66	53,2%	50,9%
Sardegna	308	33	68,6%	52,3%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Relativamente ai livelli di concentrazione, nella generazione elettrica il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica si registra in Basilicata, Marche, Campania e Lombardia, con il C3 (la quota dei primi tre operatori) che è rispettivamente pari a 16,3%, 26,2%, 28,1% e 28,5%, mentre il livello più alto è in Valle d'Aosta con il C3 pari all'85,5%. 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, Liguria, Umbria, Lazio e Molise.

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) e Centro-Sud (Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria) il termoelettrico convenzionale contribuisce sempre per oltre il 50% alla generazione lorda con quote in netta diminuzione rispetto all'anno precedente. Nella zona Centro-Nord, per contro, risulta molto rilevante anche il termoelettrico rinnovabile che copre il 37,1% della generazione lorda, mentre nelle altre zone questa tipologia di fonte non arriva oltre l'8,6% della zona Nord (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna).

TAV. 2.10 Quota di generazione lorda per zona di mercato e fonte nel 2023

AREA	IDROELETTRICO	RINNOVABILE NON PROGRAMMABILE ^(A)	TERMOELETTRICO RINNOVABILE ^(B)	TERMOELETTRICO CONVENZIONALE ^(C)	TOTALE
Centro-Nord	6,2%	9,7%	37,1%	47,0%	100%
Centro-Sud	18,6%	27,3%	7,1%	46,9%	100%
Nord	25,9%	5,3%	8,6%	60,2%	100%
Sardegna	3,9%	26,2%	4,3%	65,5%	100%
Sicilia	2,4%	27,5%	1,0%	69,1%	100%
Sud	1,7%	38,9%	4,5%	54,9%	100%
Calabria	7,1%	18,4%	6,0%	68,5%	100%
Totale	16,7%	15,9%	8,9%	58,5%	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 38,9% della zona Sud (Molise, Puglia, Basilicata) a quella del 5,3% della zona Nord e rappresenta il 15,9% della generazione a livello nazionale. L'idroelettrico, infine, è la fonte che copre la generazione nazionale della zona Nord dove arriva a coprire quasi il 26%, seguita dalla zona Centro-Sud dove questa tipologia di fonte copre il 18,6% della produzione lorda. Nelle altre zone l'idroelettrico pesa al massimo per il 7,1% (Calabria) fino al minimo pari all'1,7% della zona Sud.

Produzione incentivata

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare:

- incentivi sostitutivi dei certificati verdi (CV), consistenti in un *feed in premium*⁶ variabile (in funzione dei prezzi medi di mercato dell'anno precedente) per l'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di di-

⁶ *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.

ritto 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: gli elevati prezzi di mercato registrati nel 2022, in particolare, hanno comportato l'azzeramento di tale costo nel 2023;

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)⁷, di cui alla legge 24 dicembre 2007, n. 244, per l'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) in esercizio fino al 31 dicembre 2012⁸. 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 medesimo: nel caso in cui i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive siano inferiori rispetto ai ricavi ottenuti dal GSE per la vendita di tale energia sui mercati all'ingrosso, com'è avvenuto nel 2022, tale costo può diventare negativo;
- conto energia (*feed in premium* costante) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende solo dalla quantità di energia elettrica incentivata;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* variabile (pari alla differenza tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito. 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 medesimo: tale costo può diventare negativo nel caso delle *feed in tariff* (cioè, come detto al punto precedente, qualora i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive siano inferiori rispetto ai ricavi ottenuti dal GSE per la vendita di tale energia sui mercati all'ingrosso), mentre al più si azzerava nel caso del *feed in premium* variabile;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* variabile (pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Tali tariffe sono state riviste nel 2016 dal decreto interministeriale 23 giugno 2016 che, al contempo, ha stabilito anche la riduzione della taglia limite per l'accesso agli incentivi *feed in tariff* da 1 MW a 500 kW; inoltre, il medesimo decreto ha stabilito che il *feed in premium* variabile possa assumere valori negativi, tranne che per gli impianti ammessi agli incentivi tramite asta;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici aventi potenza superiore a 20 kW, eolici *on-shore*, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, definite dal decreto interministeriale 4 luglio 2019; tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW e in modalità *feed in premium* variabile (pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Inoltre, lo stesso decreto interministeriale ha previsto 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 su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto (premio addizionale pari a 12 €/MWh);

⁷ *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.

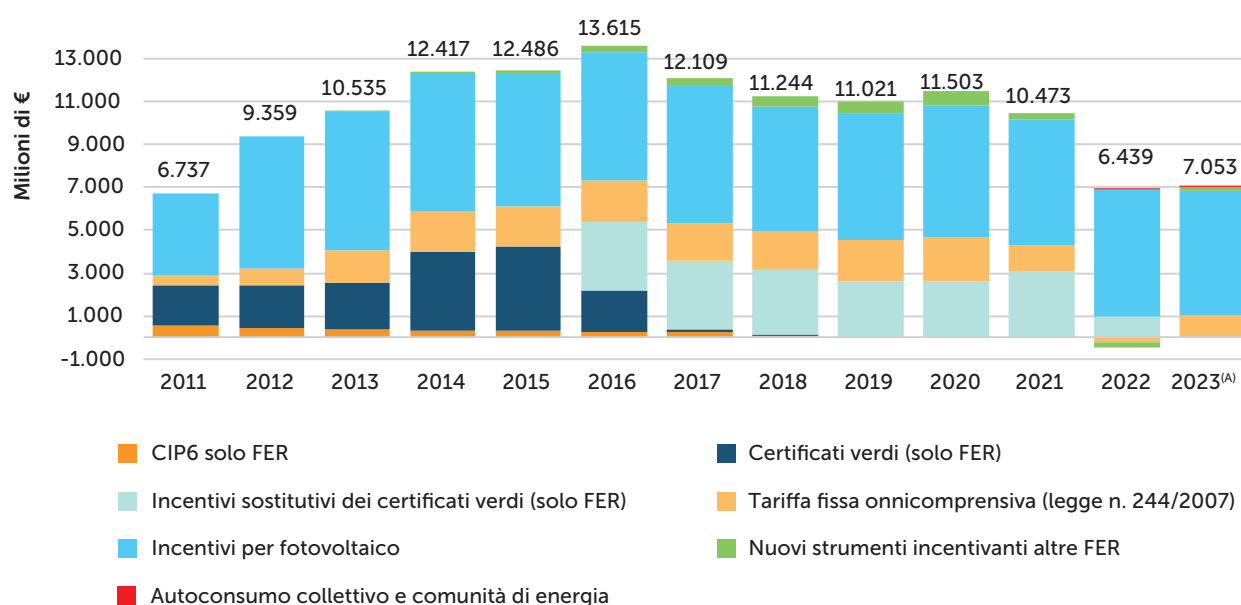
⁸ A eccezione di quanto previsto dall'art. 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

- 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 costo annuale per la collettività dei più recenti strumenti incentivanti dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno medesimo; tale costo può anche diventare negativo.

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono quindi essere schematizzati secondo la suddivisione sopra descritta. La figura 2.3 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili, espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

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

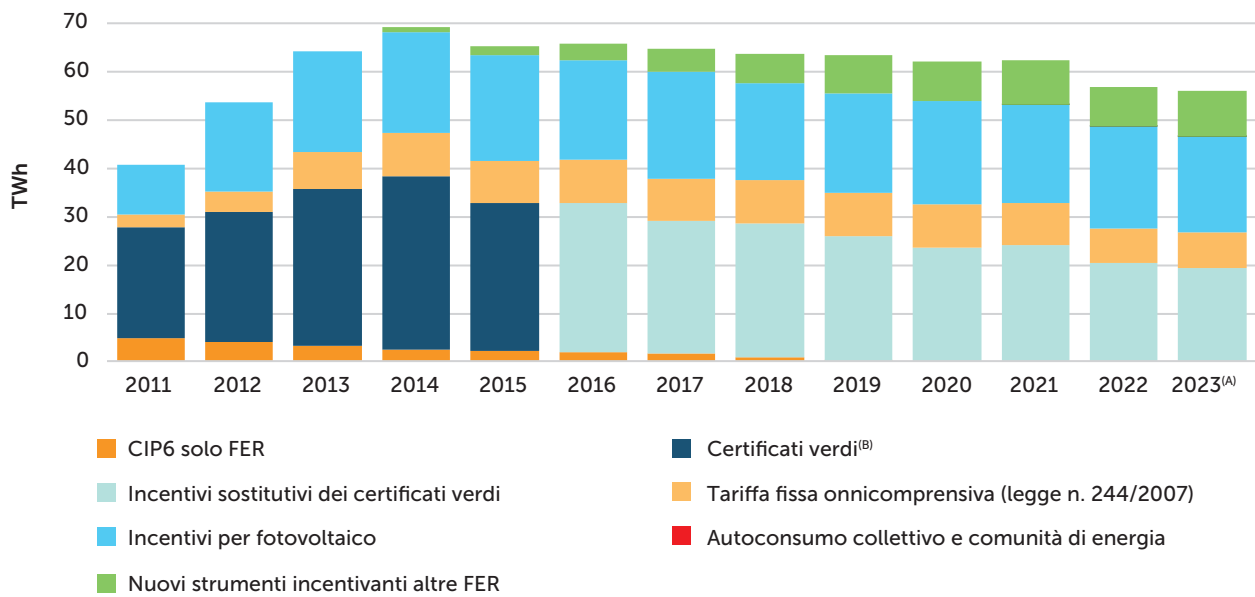


(A) I dati relativi al 2023 sono preconsuntivi.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

Complessivamente, nel 2023 l'incentivazione delle fonti rinnovabili è costata circa 7 miliardi di euro, in aumento rispetto all'anno precedente quando, per effetto degli elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica e dei meccanismi di funzionamento degli incentivi descritti, il costo di alcuni strumenti incentivanti si è annullato. 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.

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



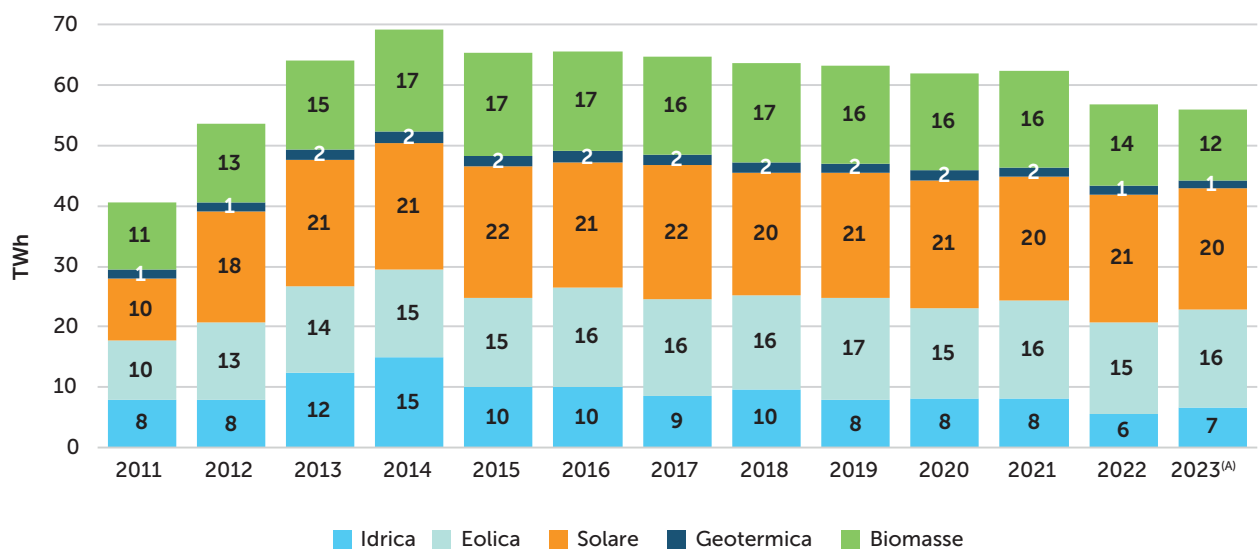
(A) I dati relativi al 2023 sono preconsuntivi.

(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.

Nel 2023 gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica pari a circa 56 TWh, il 36% della quale è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 29% da impianti eolici, il 21% dalle biomasse, il 12% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica (Fig. 2.5). Rispetto al 2022, l'idrico e l'eolico hanno registrato un aumento, rispettivamente di 1,2 e 0,9 TWh, mentre le altre fonti hanno registrato un calo. In particolare, è diminuita la produzione incentivata proveniente da biomasse (-1,8 TWh) e quella da fonte solare (-1,1 TWh).

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



(A) I dati relativi al 2023 sono preconsuntivi.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

Importazioni nette

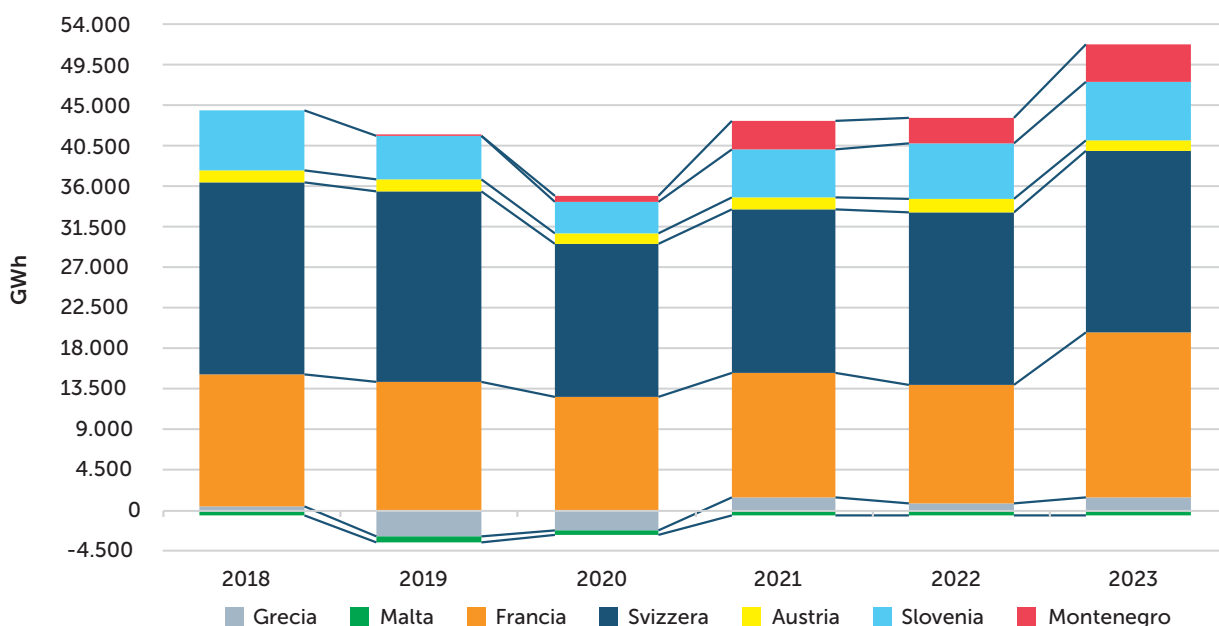
Come si è visto nelle pagine precedenti, nel 2023 la richiesta di energia elettrica ha registrato una diminuzione di poco più del 3%. Nonostante il fabbisogno complessivo di elettricità si sia un po' ridotto, il saldo estero ha registrato un significativo aumento: le importazioni nette, infatti, sono salite a 51,2 TWh dai 43 TWh dell'anno precedente (+8,2 TWh). Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è nettamente cresciuta dal 13,6% del 2022 al 16,8%, il valore più alto dall'inizio del secolo.

Nel 2023 le importazioni sono cresciute di circa 7,1 TWh rispetto all'anno precedente, essendo passate da 47,4 a 54,5 TWh (+15%). Poiché, al contempo, le esportazioni sono diminuite in misura percentualmente più elevata (-24,6%, da 4,4 a 3,3 TWh), l'incremento del saldo estero è risultato amplificato: rispetto al 2022, infatti, l'elettricità estera entrata nel sistema italiano è aumentata del 19%.

Il ricorso alle importazioni è cresciuto per la necessità di soddisfare la domanda a fronte di una minore copertura della produzione nazionale che, nei dati provvisori diffusi da Terna, ha registrato una flessione maggiore (-6,4%) di quella del fabbisogno (-2,8%). Nel 2023 la generazione nazionale, infatti, ha visto il venir meno di una parte della produzione da carbone come conseguenza del termine delle iniziative di massimizzazione dell'utilizzo delle centrali a carbone (attivate come risposta alla crisi gas), oltre che una riduzione della termoelettrica da gas.

In corso d'anno, inoltre, le importazioni hanno potuto beneficiare della ripresa della produzione nucleare francese dopo il blocco del 2022. Infatti, rispetto al 2022, nel 2023 abbiamo importato circa 5 TWh in più dalla Francia, quasi 1.000 GWh in più dalla Svizzera, 1,3 TWh dal Montenegro, 657 GWh dalla Grecia e 294 GWh dalla Slovenia, anche per compensare il calo dei volumi provenienti dall'Austria, dovuto in parte al blocco dell'interconnessione verso tale paese per quasi un mese e mezzo.

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 2023 la Svizzera è rimasto il paese da cui proviene la maggior parte (39,5%) del nostro saldo estero, sebbene la quota sia diminuita di 5 punti percentuali rispetto al 2022 (Fig. 2.6). Un altro 36% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia (30,7% nel 2022), il 12,7% dalla Slovenia (14,4% nel 2022), l'8,1% proviene dal Montenegro (6,6% nel 2022), il 2,4% dall'Austria (3,5% nel 2022) e il 2,6% dalla Grecia (1,6% nel 2022).

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

In Italia, la trasmissione elettrica avviene per mezzo di circa 75.450 km di linee e circuiti elettrici e oltre 900 stazioni di smistamento e di conversione (Tav. 2.11). Nel 2023 le imprese titolari di asset della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono otto, una in più rispetto al 2022. 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: Seasm del gruppo A2A, Eneco Valcanale⁹, 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 e, infine, la società Resia Interconnector, i cui asset fanno parte del collegamento di interconnessione con l'Austria entrato in esercizio nel dicembre 2023.

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

OPERATORI, LINEE E STAZIONI	2019	2020	2021	2022	2023
Numero operatori di rete	11	11	8	7	8
LINEE					
Linee 380 kV (km)	11.211	11.225	11.315	11.349	11.372
Linee 220 kV (km)	10.817	10.825	11.061	11.079	11.100
Linee ≤ 150 kV (km)	48.938	48.913	50.263	50.135	50.183
Linee 500 kV a corrente continua (km)	1.480	1.480	1.490	1.490	1.490
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	255
Linee 320 kV a corrente continua (km)				95	190
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862	862
STAZIONI^(A)					
Numero stazioni 380 kV	173	174	175	176	180
Numero stazioni 220 kV	154	151	155	154	155
Numero stazioni ≤ 150 kV	575	578	580	583	587

(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.

⁹ 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 nella 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 23 luglio 2009, n. 99 che 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 nel 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 attuale; inoltre, permette di migliorare l'efficienza e l'affidabilità della rete elettrica, con conseguente incremento della qualità e della continuità della fornitura. Per la parte italiana, l'intervento, che rientra nel quadro normativo definito dall'art. 32 della legge n. 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)¹⁰; 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 prestiti¹¹. L'unico altro azionista rilevante è, da febbraio 2024, Blackrock Inc., una società di gestione degli investimenti americana, che possiede una quota del 5,082%. A parte la quota statale (per il tramite di CDP Reti), il restante 70,15% del capitale appartiene al mercato, di cui il 56,3% è posseduto da investitori istituzionali. Considerando tutti gli azionisti, nel febbraio 2024 le azioni di Terna sono detenute per

10 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 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)-Grand-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".

11 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.

il 48,1% da azionisti italiani e per il restante 51,9% da investitori esteri, localizzati prevalentemente negli Stati Uniti e in Canada (21,9%), in Europa (17,3%), nel Regno Unito e in Irlanda (8%).

Relativamente alla composizione complessiva degli impianti di trasmissione elettrica, nel corso del 2023 si sono registrate lievi variazioni delle linee: quelle a 380 kV sono aumentate di 23 km, quelle a 220 kV sono aumentate di 21 km, quelle con tensione inferiore a 150 kV sono cresciute di 48 km; nel caso delle linee in corrente continua si rileva solo il raddoppio (+95 km) delle linee a 320 kV. Rispetto al 2022 è aumentato anche il numero delle stazioni: 4 in più tra quelle a 380 kW, 1 in più tra quelle a 220 kV e 4 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 7:00 alle 23:00) 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		
	2022	2023	2024	2022	2023	2024
Francia	4.350	4.485	4.485	3.900	4.044	4.044
Svizzera	4.240	4.572	4.572	3.420	3.747	3.747
Austria	315	325	625	270	280	580
Slovenia	730	753	753	515	534	534
Totale Frontiera Nord	9.635	10.135	10.435	8.105	8.605	8.905
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
TOTALE IMPORTAZIONE	10.735	11.235	11.535	9.205	9.705	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	100	200	80	80	180
Slovenia	660	660	660	620	620	620
Totale Frontiera Nord	4.565	4.565	4.665	4.010	4.010	4.110
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
TOTALE ESPORTAZIONE	5.665	5.665	5.765	5.110	5.110	5.210

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 attraverso 30 linee di interconnessione. 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 dopo¹², 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 penisola italiana, che consentirà di utilizzare una capacità di trasporto complessiva fino a 400 MW. Terna ha previsto un investimento di circa un miliardo di euro per quest'opera che 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 dal 2017 nella terza lista dei Progetti di interesse comune della Commissione europea, recentemente rinnovata, prevede la realizzazione di due nuove stazioni di conversione adiacenti alle esistenti (una a Codrongianos, in Provincia di Sassari, e una a Suvereto, in Provincia di Livorno), la posa di nuovi cavi sottomarini per una lunghezza totale di 120 km e di cavi interrati per 20 km dagli approdi alle stazioni elettriche utilizzando, dove possibile, l'infrastruttura esistente. L'entrata in servizio del SA.CO.I.3 è prevista nel 2029.

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, (o, più precisamente la stazione elettrica di Partanna, in Provincia di Trapani) e la Tunisia, nella località di Capo Bon, permettendo uno scambio di potenza fino a 600 MW. 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 2023¹³ dalla Commissione europea, lista che si rinnova ogni due anni con l'obiettivo di integrare i mercati europei dell'energia e diversificare le fonti. In quella adottata lo scorso anno, i progetti elettrici sono la metà (85 su 166); tra i PRI ve ne sono 10 che includono le interconnessioni elettriche con il Regno Unito, i Balcani occidentali e i paesi del Nord Africa.

Nel giugno del 2023 la Banca mondiale ha approvato un finanziamento di 268,4 milioni di dollari alla Tunisia per il progetto ELMED, per la realizzazione della stazione di conversione e per le operazioni di rinforzo della rete tunisina funzionali all'esercizio dell'interconnessione. Nell'agosto del 2023 Terna e il gestore della rete tunisina, la società STEG, hanno firmato con la Commissione europea il *Grant Agreement* che ha stanziato un finanziamento di 307 milioni di euro per il collegamento tra Italia e Tunisia. Per la prima volta i fondi comunitari *Connecting Europe Facility* sono stati assegnati a un'opera infrastrutturale sviluppata da uno Stato membro e da uno Stato terzo. Nello stesso periodo Terna ha anche stipulato con STEG il *Consortium Agreement*, cioè l'insieme delle regole e delle procedure che riguardano la gestione e il governo del progetto.

¹² Con il decreto direttoriale del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 239/EL-430/390/2023 del 22 settembre 2023.

¹³ 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.

Per quanto riguarda i progetti di sviluppo interni, invece, va evidenziato che nel settembre 2023 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha rilasciato l'autorizzazione¹⁴ anche per il progetto definitivo del secondo tratto del Tyrrhenian Link, il collegamento tramite cavo sottomarino in corrente continua, tra Sardegna, Sicilia e Campania di circa 970 km di lunghezza e 1.000 MW di potenza. Il Tyrrhenian Link collegherà Campania, Sicilia e Sardegna attraverso due linee elettriche sottomarine di 1.000 MW in corrente continua. L'intero progetto è stato suddiviso in Tratta Est (Campania-Sicilia, autorizzata dal Ministero nel settembre 2022¹⁵) 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, è stata completata sulla Tratta Est la progettazione esecutiva del tracciato terrestre lato Sicilia e la *survey* marina di dettaglio, mentre per la Tratta Ovest sono in corso la progettazione esecutiva dei collegamenti, la progettazione delle stazioni di conversione e le analisi sui rinvenimenti archeologici nell'area.

A fine gennaio 2023, subito dopo l'approvazione da parte del proprio Consiglio di amministrazione, Terna ha trasmesso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il Piano di Sviluppo 2023, sul quale l'Autorità ha avviato la consultazione nell'agosto 2023. Come largamente descritto nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, questo nuovo Piano, che segue il Piano di sviluppo 2021 approvato con decreto ministeriale 22 dicembre 2023, n. 435, si propone di garantire uno sviluppo sostenibile della Rete di trasmissione nazionale (RTN), sostenendo la transizione energetica e il *phase out* del carbone, e contiene gli investimenti che Terna dovrà realizzare per garantire l'efficienza della rete, la sicurezza dell'approvvigionamento e del servizio e l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi individuati e previsti dal pacchetto *Fit-for-55* adottato dall'Unione europea (cioè -55% delle emissioni di CO₂ al 2030 rispetto ai valori del 1990 e una quantità di energia prodotta in Italia da fonti energetiche rinnovabili pari ad almeno il 65% dei consumi finali). Per ulteriori dettagli si rimanda alla *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Per raggiungere tali obiettivi, il Piano di Sviluppo 2023 prevede, in aggiunta agli interventi già previsti dal Piano di Sviluppo 2021, il lancio di progetti innovativi denominati *Hypergrid*, per circa 11 miliardi di euro, determinando – nell'orizzonte decennale considerato dal Piano (2023-2032) – un valore complessivo di investimenti per oltre 21 miliardi di euro. I progetti *Hypergrid*, che costituiscono la principale novità del Piano, sono progetti innovativi 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.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2022 risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 119 distributori elettrici; solo uno di loro non ha risposto all'Indagine annuale dell'Autorità¹⁶.

Rispetto al 31 dicembre 2022, si contano quattro distributori in meno per via di operazioni societarie che sono avvenute nel corso dell'anno e che hanno interessato tre comuni e la società Odoardo Zecca. Più in dettaglio, nel corso del 2023 i Comuni di Tires (BZ), Cavalese (TN) e Francavilla di Sicilia (ME) hanno ceduto il ramo azien-

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

15 Decreto n. 239/EL486/368/2022 del 19 settembre 2022.

16 Si tratta di un ente comunale molto piccolo che gestisce il servizio nel suo territorio.

dale relativo alla distribuzione elettrica rispettivamente alle società Edyna, Set Distribuzione ed e-distribuzione. Anche la società Odoardo Zecca dal 1° luglio 2023 ha ceduto l'attività all'impresa Distribuzione Elettrica Adriatica, acquisendo in cambio il 34% delle quote del suo capitale sociale.

L'anno prossimo il numero dei distributori diminuirà di almeno altre tre unità, in quanto a fine anno anche i Comuni di Chiomonte (TO) e Magliano di Tenna (FM), oltre alla società Energie Offida hanno ceduto l'attività. Il Comune di Chiomonte l'ha ceduta a e-distribuzione, mentre il Comune di Magliano di Tenna e la società Energie Offida hanno passato l'attività a Distribuzione Elettrica Adriatica.

Nel 2023 sono stati complessivamente erogati 250 TWh, 7,3 in meno rispetto al 2022. Come lo scorso anno, la riduzione del 2,8% è stata accompagnata da un incremento molto lieve dei punti di prelievo (+0,4%), cresciuti di circa 137.000 unità, come si vede nella tavola 2.13 che riporta il numero di distributori che hanno risposto all'indagine, suddivisi per classe di numerosità dei punti di prelievo serviti, nonché i dati relativi ai volumi distribuiti per ciascuna classe a partire dal 2018.

I primi 10 distributori, quelli con più di 100.000 utenti, servono il 98,5% dei clienti totali ed erogano una quota analoga (98,3%) dell'energia elettrica prelevata dalle reti di distribuzione. I restanti 108 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 2.118 GWh, in leggero aumento (0,5%) rispetto ai 2.108 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 poco meno di 304.000 a 315.000 unità (+3,8%).

La classe di distributori con un numero di utenti compreso tra 50.000 e 100.000 quest'anno include un operatore in più, per l'ingresso della società Distribuzione Elettrica Adriatica, che, anche grazie alle nuove acquisizioni descritte poc'anzi, è salita dalla classe inferiore in cui era collocata nel 2022. Di conseguenza la classe dei distributori medi (20.000-50.000 utenti) è diminuita di una unità. L'uscita della società Odoardo Zecca ha fatto diminuire la classe dei medio-piccoli (5.000-20.000 utenti) di una unità. La classe dei piccoli (1.000-5.000 utenti) è diminuita di tre unità per l'uscita dei Comuni di Cavalese e di Francavilla di Sicilia, che hanno ceduto il ramo d'azienda, e l'uscita del Comune di Ussita, passato nella classe inferiore.

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.

TAV. 2.13 Attività dei distributori elettrici dal 2018

DISTRIBUTORI ^(A) PER NUMERO DI CLIENTI SERVITI	2018	2019	2020	2021	2022	2023
NUMERO	127	126	126	123	122	118
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	2	1	2
Tra 20.000 e 50.000	9	9	9	9	9	8
Tra 5.000 e 20.000	19	19	19	19	19	18
Tra 1.000 e 5.000	39	38	38	37	38	35
Fino a 1.000	47	48	48	46	45	45
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	267.942	268.685	248.550	263.651	257.236	249.949
Oltre 500.000	252.199	253.082	233.818	248.390	242.084	235.073
Tra 100.000 e 500.000	10.590	10.522	9.874	10.131	11.252	11.136
Tra 50.000 e 100.000	1.481	1.403	1.359	1.495	314	739
Tra 20.000 e 50.000	1.834	1.821	1.734	1.809	1.756	1.406
Tra 5.000 e 20.000	1.155	1.192	1.132	1.181	1.167	982
Tra 1.000 e 5.000	537	524	504	515	543	494
Fino a 1.000	146	141	129	130	120	118
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	36.851	36.794	36.830	36.933	37.066	37.203
Oltre 500.000	34.866	34.809	34.841	34.937	35.065	35.175
Tra 100.000 e 500.000	1.284	1.287	1.290	1.296	1.376	1.387
Tra 50.000 e 100.000	137	137	137	138	63	120
Tra 20.000 e 50.000	266	267	267	267	270	251
Tra 5.000 e 20.000	179	181	183	183	182	164
Tra 1.000 e 5.000	98	91	91	91	90	85
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, Indagine annuale sui settori regolati.

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 circa 230.000 utenti e distribuiscono il 4,5% di tutta l'elettricità italiana.

I dati relativi alla composizione societaria degli operatori della distribuzione (Tav. 2.14), limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, risultano leggermente cambiati rispetto al 2022. La cessione della distribuzione da parte dei Comuni di Cavalese e di Villafranca di Sicilia ha fatto scendere l'incidenza degli enti pubblici dal 32,7% al 30,6%. In prima posizione restano le persone fisiche alle quali appartiene il 43,4% delle quote delle imprese di distribuzione. Quote significative sono possedute anche da società diverse (12,4%) e dalle imprese energetiche nazionali (7,5%). La quota relativa alle imprese energetiche locali è del 6%.

Circa la natura giuridica dei distributori elettrici, si osserva come oltre metà delle società che svolgono la distribuzione siano organizzate in forma cooperativa (28%) o in società per azioni (26%), che costituiscono le forme predominanti; le società a responsabilità limitata e gli enti pubblici rappresentano, rispettivamente, il 22% e il 17% dei distributori; il restante 7% si divide tra altre forme.

TAV. 2.14 *Composizione societaria dei distributori*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2022	2023
Persone fisiche	42,3%	43,4%
Enti pubblici	32,7%	30,6%
Società diverse	10,9%	12,4%
Imprese energetiche nazionali	8,1%	7,5%
Imprese energetiche locali	5,9%	6,0%
Istituti finanziari nazionali e altri	0,1%	0,1%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2023 la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è cresciuta di quasi 5.600 km, di cui circa 2.600 in bassa tensione e circa 2.900 in media tensione, mentre le reti in alta o altissima tensione sono sostanzialmente rimaste invariate (+18 km). Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.287.100 di km di reti, la maggior parte delle quali (69%) 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: 57 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) e Sicilia (10 distributori), Piemonte (8 distributori) e Marche (7 distributori). Relativamente agli asset di distribuzione, è da segnalare anche che nel corso del 2023 edistribuzione ha acquisito da A2A circa 63 km di rete in media tensione e altre pertinenze strumentali all'esercizio dell'attività di distribuzione di energia elettrica in Lombardia (nelle aree della Valtellina in cui e-distribuzione è concessionaria).

TAV. 2.15 *Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2023 (in km)*

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DI DISTRIBUTORI ^(A)
Piemonte	66.164	29.990	37	8
Valle d'Aosta	2.939	1.634	57	2
Lombardia	89.411	44.096	46	11
Trentino-Alto Adige	19.827	9.243	175	57
Veneto	64.214	28.422	48	2
Friuli-Venezia Giulia	16.187	8.694	4	5
Liguria	22.309	7.300	0	2
Emilia-Romagna	70.389	34.042	36	3
Toscana	60.878	27.618	0	2
Umbria	20.569	9.147	0	2

(segue)

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DI DISTRIBUTORI ^(A)
Marche	30.020	12.113	0	7
Lazio	70.887	30.614	481	6
Abruzzo	27.086	10.571	0	5
Molise	8.311	3.786	0	1
Campania	64.145	26.752	0	4
Puglia	65.898	33.352	4	3
Basilicata	15.605	10.527	1	1
Calabria	45.805	19.080	0	1
Sicilia	82.992	37.652	4	10
Sardegna	39.007	18.938	0	3
ITALIA	882.643	403.572	894	-

(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 GWh distribuiti (Tav. 2.16) non è cambiato rispetto al 2022: edistribuzione (gruppo Enel) è l'operatore principale, con la quota dell'85,1% dei volumi complessivamente distribuiti e la medesima quota in termini di utenti serviti. Seguono: Unareti (gruppo A2A) con il 4,1%, Areti (gruppo Acea) con il 3,6%, iReti (gruppo Iren) con l'1,1% e V-Reti (gruppo Agsm Aim) con l'1%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

Nel dettaglio, sempre in termini di volumi distribuiti, le quote dell'impresa maggiore, edistribuzione, sono dell'86,1% nel domestico e dell'84,8% nel non domestico. Raggiungono quote superiori all'1% nel domestico anche Areti (4,6%), Unareti (3,0%) e iReti (1,5%); nel non domestico, in ordine, vi sono Unareti (4,4%), Areti (3,3%), iReti, V-Reti ed Edyna (entrambe all'1,2%) e Set Distribuzione (1%).

L'80,9% dei punti di prelievo allacciati alle reti di distribuzione è domestico, mentre il rimanente 19,1% è costituito da utenti non domestici. Emergono risultati opposti se si considerano i prelievi di energia che per il 22,5% sono effettuati da domestici e per il restante 77,5% da utenti non domestici. I distributori per i quali l'incidenza dei consumi non domestici è più elevata sono, come lo scorso anno, V-Reti ed Edyna (87% circa), Deval (84,2%) e Unareti (83,4%). All'opposto, AcegasApsAmga, Areti, iReti ed e-distribuzione presentano una quota di volumi prelevata dagli utenti domestici superiore alla media (rispettivamente, il 29,4%, il 29,2%, il 26,6% e il 22,8%).

TAV. 2.16 Distribuzione di energia elettrica delle maggiori società di distribuzione nel 2023 (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	48.452	25.633	164.278	6.009	212.729	31.642
Unareti	1.692	968	8.496	199	10.189	1.166
Areti	2.603	1.358	6.298	306	8.900	1.664
iReti	866	568	2.389	135	3.255	703
V-Reti	357	190	2.349	55	2.706	245
Edyna	331	178	2.285	62	2.617	240
Set Distribuzione	390	276	1.860	67	2.250	343
Inrete Distribuzione Energia	372	204	1.621	61	1.993	265
Deval	132	105	706	26	838	130
AcegasApsAmga	215	132	517	32	732	164
Altri operatori	874	503	2.865	137	3.739	641
TOTALE	56.285	30.114	193.664	7.089	249.949	37.203

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 22,7% 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 10,3% del consumo nazionale, l'Emilia-Romagna, dove viene prelevato un altro 8,7%, il Piemonte (7,5%), il Lazio (7,6%), la Campania e il Lazio (in entrambe le regioni poco più del 6%) e la Sicilia (5,6%). Un quarto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni. I 57 distributori del Trentino-Alto Adige distribuiscono il 2,4% dell'elettricità nazionale al 2% dei punti di prelievo.

I dati regionali mostrano che la riduzione nazionale dei prelievi di elettricità rispetto a quelli del 2022 si è manifestata in tutti i territori, seppure con intensità differente: Valle d'Aosta e Umbria sono risultare le regioni con il calo più importante (-5%), ma anche in Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna, Toscana e Sardegna si è registrata una caduta significativa (-4%) e superiore alla media nazionale. Nelle restanti regioni i prelievi sono scesi dell'1% o del 2%.

TAV. 2.17 Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2023 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	3.758	2.339	14.983	549	18.741	2.888
Valle d'Aosta	141	109	727	27	868	136
Lombardia	9.234	4.971	47.628	1.063	56.861	6.035
Trentino-Alto Adige	914	567	5.057	166	5.971	733
Veneto	4.790	2.369	20.995	580	25.785	2.949
Friuli-Venezia Giulia	1.133	656	7.473	149	8.606	805
Liguria	1.392	1.040	4.179	248	5.571	1.288
Emilia-Romagna	4.294	2.297	17.549	603	21.843	2.900
Toscana	3.576	1.922	11.791	519	15.367	2.441
Umbria	807	429	3.689	113	4.496	542
Marche	1.307	753	4.670	203	5.977	956
Lazio	5.412	2.844	13.489	635	18.902	3.479
Abruzzo	1.118	727	4.014	158	5.132	885
Molise	244	172	1.008	37	1.252	209
Campania	4.928	2.312	10.795	543	15.723	2.855
Puglia	3.779	1.964	8.003	489	11.782	2.453
Basilicata	440	282	1.681	70	2.120	352
Calabria	1.836	1.032	2.941	213	4.777	1.245
Sicilia	5.156	2.432	8.947	530	14.102	2.962
Sardegna	2.026	896	4.045	194	6.071	1.090
ITALIA	56.285	30.114	193.664	7.089	249.949	37.203

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

A livello settoriale i prelievi di energia del settore non domestico hanno evidenziato una discesa leggermente inferiore a quelli del settore domestico: in media, infatti, i volumi domestici sono diminuiti del 3,2%, mentre quelli dei non domestici si sono ridotti del 2,7%. Spiccano, in particolare, le discese dei consumi domestici in Sicilia, in Friuli-Venezia Giulia, in Lombardia e in Sardegna (tra il 4% e il 5%), così come quelle dei clienti non domestici in Valle d'Aosta (5,8%), in Umbria (-5,4%), in Sardegna (-4,7%) e in Toscana (-4,2%). Da notare che i consumi non domestici sono invece aumentati in Trentino-Alto Adige (3,7%) e in Molise (0,8%), mentre sono rimasti invariati in Molise.

Nel 2023, quindi, la distribuzione ha servito 37,2 milioni di utenti: 30,1 milioni di punti domestici e 7,1 milioni di punti non domestici. In termini di energia prelevata, i volumi dei domestici sono scesi a 56,3 TWh dai precedenti 58 TWh, mentre quelli dei non domestici sono passati da 199,1 a 193,7 TWh. Diversamente dai volumi, gli utenti domestici hanno evidenziato una lieve crescita rispetto al 2022 (+0,6%), mentre i non domestici sono diminuiti (0,7%). A seguito di questi andamenti, nel 2023 il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è sceso a 1.869 kWh dai 1.942 kWh del 2022 (-3,8%), il valore più basso raggiunto dalla liberalizzazione del 2007. Il livello per-

sistentemente alto dei prezzi dell'elettricità, seppure in discesa rispetto ai massimi sperimentati nel 2022, così come la crescente e diffusa sensibilità sulle questioni ecologiche, hanno sicuramente influito sui consumi delle famiglie, spingendole verso una maggiore attenzione al risparmio di energia.

La tavola 2.18 presenta la spaccatura dei clienti domestici della distribuzione elettrica per classe di potenza impegnata e per la caratteristica della residenza anagrafica.

La maggioranza dei clienti domestici (79,4%) è residente e consuma l'87,5% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie. I clienti non residenti sono solo il 20,6% e la quota dei loro prelievi è pari al 12,5% 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'84,7% di tutti gli utenti domestici (divisi tra i residenti per il 68,2% e i non residenti per il 16,5%). I volumi di elettricità prelevati da tali clienti rappresentano il 74,8% del totale (anche qui divisi tra i residenti per il 67,1% e i non residenti per il 7,7%).

TAV. 2.18 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2023 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	68	107	635
Da 1,5 a 3 kW	37.760	20.535	1.839
Da 3 a 4,5 kW	5.297	1.788	2.963
Da 4,5 a 6 kW	4.705	1.307	3.599
Da 6 a 10 kW	824	136	6.064
Da 10 a 15 kW	322	35	9.270
Oltre 15 kW	251	17	15.160
TOTALE RESIDENTI	49.225	23.924	2.058
NON RESIDENTI			
Fino a 1,5 kW	60	266	227
Da 1,5 a 3 kW	4.339	4.962	874
Da 3 a 4,5 kW	792	428	1.850
Da 4,5 a 6 kW	1.070	433	2.471
Da 6 a 10 kW	314	63	4.999
Da 10 a 15 kW	188	22	8.491
Oltre 15 kW	296	16	18.476
TOTALE NON RESIDENTI	7.060	6.190	1.140
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	56.285	30.114	1.869

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 7,4% dei punti di prelievo e per il 10,8% dei consumi complessivi. La potenza compresa tra 4,5 e 6 kW, necessaria soprattutto alla 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

5,8% degli utenti e assorbe il 10,3% di tutta l'energia distribuita al settore domestico. Le potenze superiori ai 3 kW stanno lentamente aumentando: nel 2020 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 pari a 1.869 kWh, presenta una rilevante differenziazione tra quello dei clienti residenti, che ammonta a 2.058 kWh, e quello dei clienti non residenti, che è ovviamente inferiore e pari a 1.140 kWh, entrambi comunque in diminuzione rispetto al 2022.

Nella classe di potenza più piccola (fino a 1,5 kW) la numerosità dei clienti non residenti (268.000 punti di prelievo) è più che doppia rispetto a quella dei residenti (109.000 punti). I prelievi, invece, risultano più elevati per le abitazioni di residenza (73 GWh) rispetto a quelli dei clienti non residenti (63 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 668 kWh, e quelli dei non residenti, pari a 233 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 1.839 kWh dei clienti residenti si confrontano con gli 874 kWh dei non residenti. Nella classe 3,5-4,5 kW il consumo medio dei residenti è pari a 2.963 kWh, mentre quello dei non residenti è 1.850 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 3.599 kWh a fronte dei 2.471 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 3.300 kWh quello dei residenti.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.19), nonostante la discesa dei prelievi rispetto al 2022, le proporzioni tra i livelli di tensione si sono mantenute: come per gli anni scorsi, il 47% dei volumi distribuiti nel 2023 ha interessato la clientela allacciata in media tensione, il 18% quella allacciata in alta e altissima tensione e il restante 35% quella in bassa tensione. Quest'ultima tipologia, pur assorbendo solo poco più di un terzo dei volumi, riguarda ben il 98,6% dei punti di prelievo.

Come già in precedenza accennato, rispetto al 2022 i punti non domestici serviti sono diminuiti di circa 50.000 unità (-0,3%) e i volumi distribuiti hanno registrato un calo del 2,7%; di conseguenza, il volume medio unitario si è attestato a 27.319 kWh, valore inferiore del 2% rispetto a quello dello scorso anno (27.890 kWh). Il segmento della bassa tensione è quello che ha registrato la maggiore riduzione in termini di volumi prelevati (-3,7%) anche perché è praticamente l'unico in cui gli utenti sono diminuiti (-51.859 punti; -,7%). I prelievi dell'alta e altissima tensione sono rimasti stabili (+0,2%) e i punti sono aumentati del 5,4%. Le utenze allacciate in media tensione hanno evidenziato, invece, un significativo calo dei prelievi (-3,2%), ma un aumento dei punti di prelievo (1,5%).

Nel 2023 la quota di utenti serviti in bassa tensione dotati di un misuratore elettronico programmato orario è notevolmente cresciuta, arrivando al 73% dal 33% del 2022. 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'Autorità¹⁷. Le utenze servite in media o alta tensione sono invece pressoché completamente dotate di tale strumento. Il

17 Per maggiori dettagli si rimanda alla pagina www.arera.it del sito internet dell'Autorità.

73,2% 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 7,4% 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 sta diminuendo: nel 2021 era del 77%, nel 2022 era al 76%.

TAV. 2.19 Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2023 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	67.783	6.987.108	5.126.552	11.593
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	0	13	4	0
Punti di emergenza	1	2	2	0
Illuminazione pubblica	3.619	284.208	111.924	4
Altri usi	64.163	6.702.885	5.014.622	11.589
Media tensione	90.129	100.832	100.677	7.500
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	117	35	35	0
Punti di emergenza	252	893	239	0
Illuminazione pubblica	336	239	884	0
Altri usi	89.424	99.665	99.519	7.500
Alta e altissima tensione	35.752	999	997	731
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	5.214	312	312	0
Punti di emergenza	2	12	12	0
Altri usi	30.535	675	673	731
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	193.664	7.088.939	5.228.226	19.824

(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 45,7% di tale utenza ha una potenza impegnata fino a 3 kW e prelievi pari al 5%. Tra le classi di potenza superiori a 3 kW, quella più rilevante in termini di punti serviti (17,3%) 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 26,4% dell'energia, nonostante comprenda solo l'1,5% 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% dei punti e il 46% 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 98% dei casi (era al 75% nel 2022). Il misuratore elettronico è comunque presente almeno nel 60% 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 2023 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 1,5kW	772	1.340.798	1.043.875	576
Da 1,5 kW a 3 kW	2.429	1.719.475	1.317.602	1.413
Da 3 kW a 4,5 kW	1.294	385.411	294.996	3.356
Da 4,5 kW a 6 kW	4.563	1.162.571	872.278	3.925
Da 6 kW a 10 kW	7.403	876.716	636.783	8.444
Da 10 kW a 15 kW	8.872	590.931	415.306	15.013
Da 15 kW a 30 kW	13.194	406.858	248.955	32.430
Da 30 kW a 42 kW	5.568	82.389	57.671	67.582
Da 42 kW a 50 kW	3.153	37.536	29.068	84.011
Oltre 50 kW	16.915	100.200	98.088	168.813
TOTALE ALTRI USI IN BT	64.163	6.702.885	5.014.622	9.572

(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.

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 clienti¹⁸. 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.

Relativamente alle connessioni attive con la rete di trasmissione, nell'anno 2023 Terna ha ricevuto 4.693 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 442,6 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 3.128 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 244,7 GW. I tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 44 giorni lavorativi.

¹⁸ 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'art. 38 del Testo integrato per la connessione alle reti (TICA). In particolare, con riferimento all'anno 2023, sono stati utilizzati i dati forniti da Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, iReti, Set Distribuzione e Unareti che hanno trasmesso all'Autorità, in tempo utile per la predisposizione della presente *Relazione Annuale*, le informazioni relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica; non sono stati considerati, invece, i dati non comunicati in tempo utile.

Nell'arco dell'anno sono stati accettati 1.528 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 101,3 GW. Solo per due di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 66 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD). Terna non ha messo a disposizione la STMD entro il 31 dicembre 2023 per nessuna di queste due richieste; pertanto, entro tale data non risultano essere state realizzate e attivate connessioni relative a richieste ricevute da Terna nell'anno 2023.

Nell'anno 2023 le imprese distributrici hanno ricevuto più di 398.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti in bassa e media tensione¹⁹, corrispondenti a una potenza totale di 38,5 GW, per le quali, nello stesso anno, hanno messo a disposizione poco più di 346.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 24,1 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 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;
- 55 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Più di 331.000 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2023, per una potenza totale di 10,6 GW.

Nell'arco dell'anno, in relazione alle richieste pervenute nel 2023, sono state realizzate più di 298.000 connessioni, corrispondenti a più di 2,7 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 22 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici²⁰;
- 66 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi²¹;

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a 9 giorni lavorativi.

Come nell'anno precedente, anche nel 2023 e-distribuzione è l'unica impresa distributtrice 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 836 richieste, corrispondenti a una potenza totale di quasi 13,5 GW; nello stesso anno la società ha messo a disposizione 323 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 5,3 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 62 giorni lavorativi.

Tra i preventivi messi a disposizione, 116 di essi, corrispondenti a una potenza totale di 2,3 GW, sono stati accettati nel corso dell'anno; per nove di essi, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD) entro il 31 dicembre 2023. Nel 2023 sono state realizzate due connessioni per una potenza totale di 9,1 MW.

19 Si ricorda che i dati riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2023 dalle imprese distributrici 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*.

20 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.

21 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.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi (Tav. 2.21), i dati raccolti mostrano che nel 2023 sono state effettuate 252.030 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 71% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 13,2 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 9,9 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 21,5 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione.

TAV. 2.21 Connessione di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI		TEMPO MEDIO ^(A)	
	2022	2023	2022	2023
Bassa tensione	254.841	250.395	8,4	9,9
Media tensione	1.302	1.635	20,0	21,5
TOTALE	256.143	252.030	11,3	13,2

(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.

I dati evidenziano un numero di allacciamenti in leggera flessione (-1,6%) rispetto al 2022 e anche un lieve peggioramento complessivo dei tempi di allacciamento: da 11,3 a 13,2 giorni. Più in dettaglio, nella media tensione, dove per ottenere una connessione erano necessari mediamente 20 giorni lavorativi nel 2022, nel 2023 ne sono serviti 21,5; nella bassa tensione l'allacciamento ha richiesto nel 2023 mediamente 1,5 giorni in più del 2022. 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.

Nel 2023 ciascun distributore ha effettuato in media 2.136 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (71 soggetti su 118), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 5.362 (valore in netto aumento rispetto al 2022). Nel 2023 anche Terna ha realizzato 3 connessioni passive in alta e altissima tensione con un tempo medio di 280 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 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 nono giorno antecedente il giorno 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 zonali ponderati per il valore degli acquisti zonali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

Nel 2023, non si sono registrati cambiamenti nel processo di estensione dell'accoppiamento del Mercato del giorno prima dell'Italia coi Mercati del giorno prima degli 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 26²². Con riferimento ai confini nazionali, permane l'allocazione esplicita della capacità di trasporto tra Italia e Svizzera e tra Italia e Montenegro.

Come per l'MGP, 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 aste implicite regionali complementari (*Complementary Regional Intra-Day Auction* – CRIDA), qualora richieste dalle singole Autorità nazionali di regolazione. Per l'Italia, con decorrenza dal 21 settembre 2021, il meccanismo è stato implementato 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 SIDC²³. 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 pricing 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*). Al momento, 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.

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

23 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.

Il Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) serve a Terna per l'approvvigionamento delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema elettrico, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, per la costituzione di capacità di riserva e per il bilanciamento in tempo reale. Diversamente dagli altri mercati, è Terna che in questo mercato agisce da controparte centrale degli operatori abilitati. L'MSD si articola in una fase di programmazione (MSD *ex ante*) e nel Mercato del bilanciamento (MSD *ex post* o MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. La modalità di contrattazione nell'MSD è un'asta discriminativa: le offerte accettate vengono, cioè, valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay as bid*).

Con riferimento al Mercato del bilanciamento, dal 13 gennaio 2021, l'Italia utilizza 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) n. 2195/2017 del 23 novembre 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.

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 2023²⁴, mentre per l'accesso alla piattaforma MARI ha una deroga fino al 24 luglio 2024.

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), previa 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"²⁵.

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)²⁶.

²⁴ Facendo seguito alle prescrizioni della delibera del 27 febbraio 2024, 60/2024/R/eel, la partecipazione operativa alla piattaforma PICASSO è stata sospesa in data 15 marzo 2024.

²⁵ 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.

²⁶ 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) e ai rapporti pubblicati sul sito di Terna.

Scambi e prezzi nel Mercato del giorno prima

La quantità di energia elettrica scambiata nel MGP nel Sistema Italia, nel 2023 è risultata pari a 278,0 TWh (-3,9% rispetto al 2022). Sono diminuiti i volumi contrattati in borsa (209,9 TWh; 0,5%), seppur in minor percentuale rispetto alle contrattazioni bilaterali registrate su PCE (68,1 TWh; -13,0%), quasi interamente riferite a zone nazionali. Sono aumentati gli scambi con l'estero, trainati da un aumento delle importazioni per un totale di 55,8 TWh (+15%) e pari al 27% (+4 punti percentuali) delle vendite totali in borsa, a scapito delle esportazioni, risultate pari a 3,8 TWh (-31%) ovvero pari al 2% (+1 punto percentuale) degli acquisti totali in borsa. È diminuita ancora la quota di volumi contrattati dai soli operatori istituzionali, cioè dall'Acquirente unico (18 TWh; -34%) e dal GSE (30 TWh; +6%), che insieme rappresentano il 9% dei volumi scambiati (-1% rispetto al 2022).

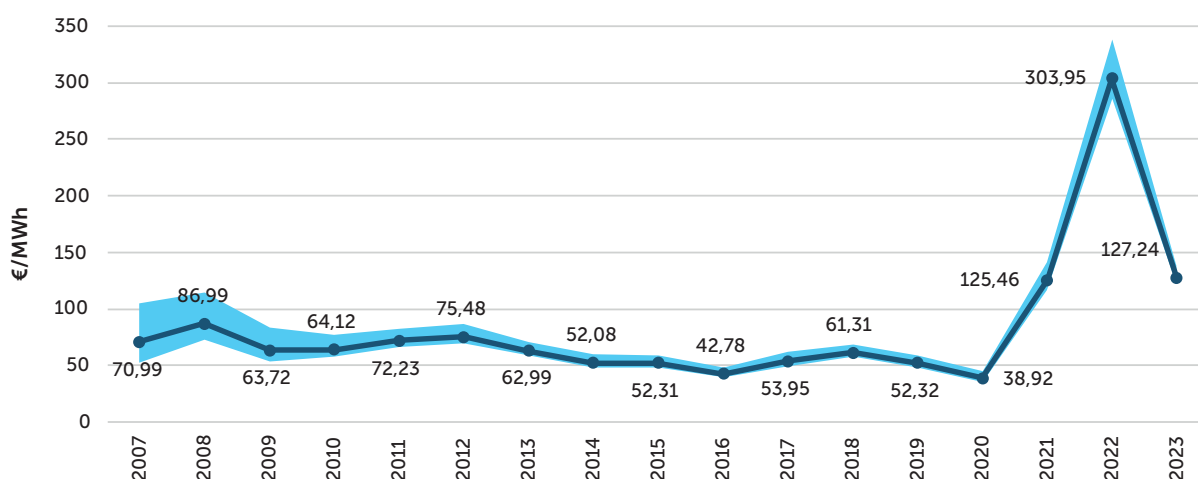
I volumi complessivamente venduti sulle zone nazionali sono risultati pari a 222 TWh (-7,6%) e rappresentano l'80% (-3 punti percentuali) delle vendite sull'intero sistema. Sono diminuiti i volumi approvigionati in tutte le zone, in particolare nelle zone Sud (44 TWh; -14% sul 2022), Centro-Sud (25 TW; -14% sul 2022) e Sicilia (15 TWh; -12% sul 2022).

Il 57% (-8% rispetto al 2022) delle vendite sulle zone nazionali è stato prodotto da impianti termici 127 TWh (-19% rispetto all'anno precedente), registrando cali per tutte le relative fonti di combustibile: il ricorso al carbone (9 TWh; -33%) si è ridotto particolarmente al Nord (-45%), il gas naturale (97 TWh; -17%) è diminuito particolarmente al Centro-Sud (-34%), mentre l'olio combustibile (4,6 TWh; -52%) è sceso soprattutto al Sud (-54%).

Sono cresciute invece le vendite da impianti alimentati da fonti rinnovabili (93 TWh; +13%) che ammontano al 42% delle vendite totali (+8% rispetto al 2022); è aumentata di 5 punti percentuali la quota dell'idrico con l'esclusione dei pompaggi (42 TWh; +25%), in particolare al Nord (+35%), così come è salita di un punto percentuale la quota dell'eolico (21,5 TWh; +7%), aumentando particolarmente al Nord (+45%). È rimasta invece stabile la quota prodotta da energia solare (1,9 TWh; -9%).

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2023 è calato considerevolmente e si è attestato a 127,2 €/MWh (-58,1% rispetto al 2022) (Fig. 2.7); tale calo si è distribuito in tutte e tre le fasce orarie: 138 €/MWh (-59%) nelle ore di picco, 126 €/MWh (-58%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 117 €/MWh (-57%) nei giorni festivi.

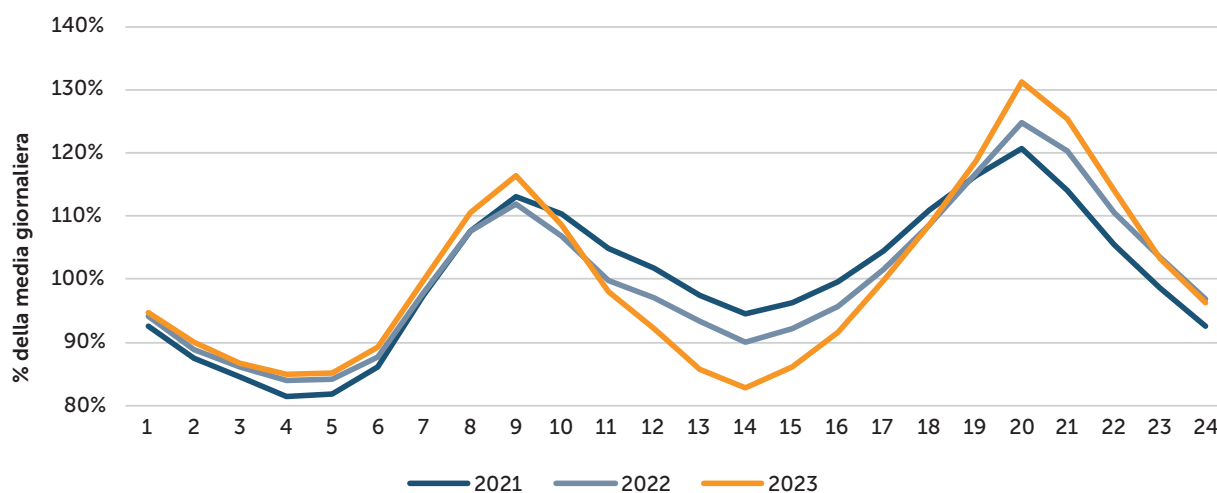
FIG. 2.7 Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco



Fonte: GME.

Osservando il profilo orario (Fig. 2.8) nel 2023, si nota che è rimasto costante lo scarto dalla media giornaliera delle ore del mattino "1-8" (91%; +0,7 punti percentuali sul 2022) mentre si è acuito il differenziale tra le ore di picco "9-19" (97%; -2,9 punti percentuali sul 2022) e le ore della sera "20-24" (112%; +2,2 punti percentuali sul 2022).

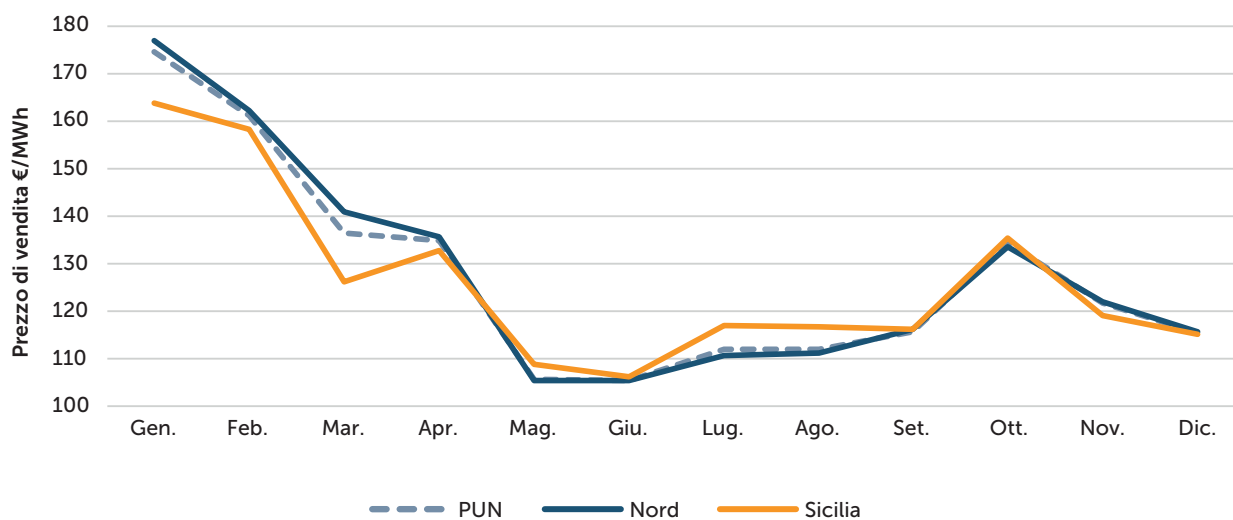
FIG. 2.8 Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera



Fonte: GME.

I prezzi zionali sono stati caratterizzati da ribassi compresi tra -58,5% nella zona Nord (127,8 €/MWh) e -57,1% nella zona Sardegna (123,2 €/MWh), la quale è rimasta, per il secondo anno consecutivo, la zona con il prezzo medio più basso, mentre quella con il prezzo medio più alto è diventata la zona Centro-Nord (128,5 €/MWh).

FIG. 2.9 Andamento mensile dei prezzi zionali al Nord e in Sicilia nel 2023



Fonte: GME.

Il differenziale tra le zone Nord e Sicilia (Fig. 2.9) 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

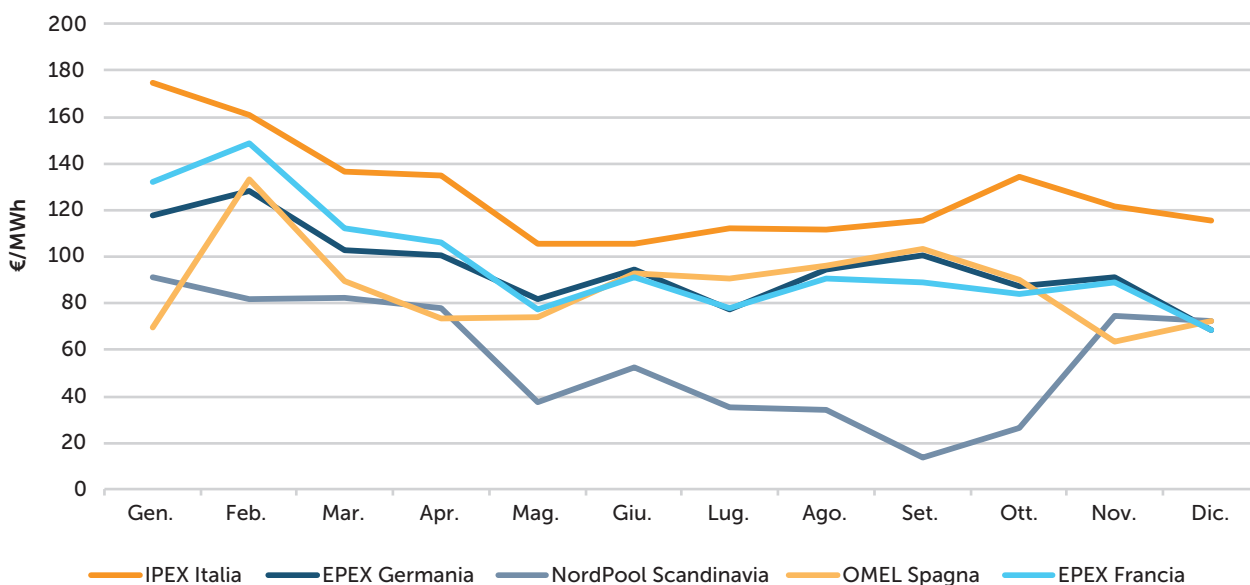
e Sardegna (+4,5 €/MWh) ha registrato, in percentuale rispetto al PUN, il secondo scarto più elevato degli ultimi 10 anni (3,6%). L'andamento mensile dei prezzi medi durante l'anno ha evidenziato un calo in tutte le zone fino al mese di giugno (104 €/MWh). In tutti i mesi, le zone Nord e Centro-Nord 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.

Confronti internazionali

Nel 2023 si è assistito a un significativo calo delle quotazioni nelle borse europee, che nel 2022 avevano toccato livelli record. La crisi energetica cominciata nel 2021 non può dirsi completamente rientrata – tant'è vero che i prezzi medi osservati nel 2023 risultano ancora molto alti, all'incirca 2,5 volte più elevati di quelli del 2019 –, ma ha superato la fase più acuta.

Nel corso dell'anno i prezzi hanno mantenuto in tutte le Borse europee l'andamento in calo, iniziato già nella seconda metà del 2022, almeno sino al mese di maggio (Fig. 2.10). Durante i mesi estivi, la discesa si è interrotta e le quotazioni sono rimaste sostanzialmente stabili fino all'autunno, quando hanno ripreso ad aumentare, in parte anche per le nuove tensioni internazionali innescate dalle vicende medio-orientali.

FIG. 2.10 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2023 (valori medi baseload)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle Borse elettriche europee.

In media d'anno i prezzi europei dell'elettricità si sono collocati in una fascia di prezzo compresa tra 95 €/MWh, il prezzo minimo registrato alla Borsa tedesca EPEX, e 127 €/MWh, cioè il prezzo medio della 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 dei paesi limitrofi, Germania e Francia *in primis*, 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.

Il valore medio annuo del prezzo spot registrato alla Borsa tedesca (95,18 €/MWh) è risultato quasi identico al prezzo della Borsa francese, pari a 96,86 €/MWh, sebbene entrambi siano rimasti piuttosto distanti dal prezzo spagnolo (87,10 €/MWh). Ciò probabilmente è dovuto alle tensioni che si sono prodotte sui mercati elettrici settentrionali per il perdurare di indisponibilità del parco nucleare francese e per la chiusura degli ultimi impianti nucleari presenti in Germania. Un prezzo più basso si è osservato anche nell'area scandinava (56 €/MWh) che, però, storicamente mostra prezzi discosti e inferiori a quelli i paesi presi in esame.

La discesa di prezzo più elevata si è manifestata nella Borsa francese, dove il prezzo medio annuo ha registrato una diminuzione rispetto al 2022 del 65%. Un calo leggermente più contenuto e di entità molto simile ha interessato i prezzi delle Borse tedesca (-60%), scandinava (-58%) e italiana (-58%). La discesa più piccola si è manifestata nella Borsa spagnola, dove le quotazioni sono scese del 48% rispetto al 2022.

I punti di minimo sono stati raggiunti negli ultimi mesi dell'anno in Germania, in Spagna e in Francia, dove le quotazioni sono scese sotto i 70 €/MWh. Nella Borsa italiana e in quella scandinava, invece, i punti di minimo sono stati toccati nei mesi estivi, seppure su livelli estremamente differenti: circa 105 €/MWh nella Borsa italiana e circa 14 €/MWh nel caso del NordPool.

Scambi e prezzi nel Mercato infragiornaliero

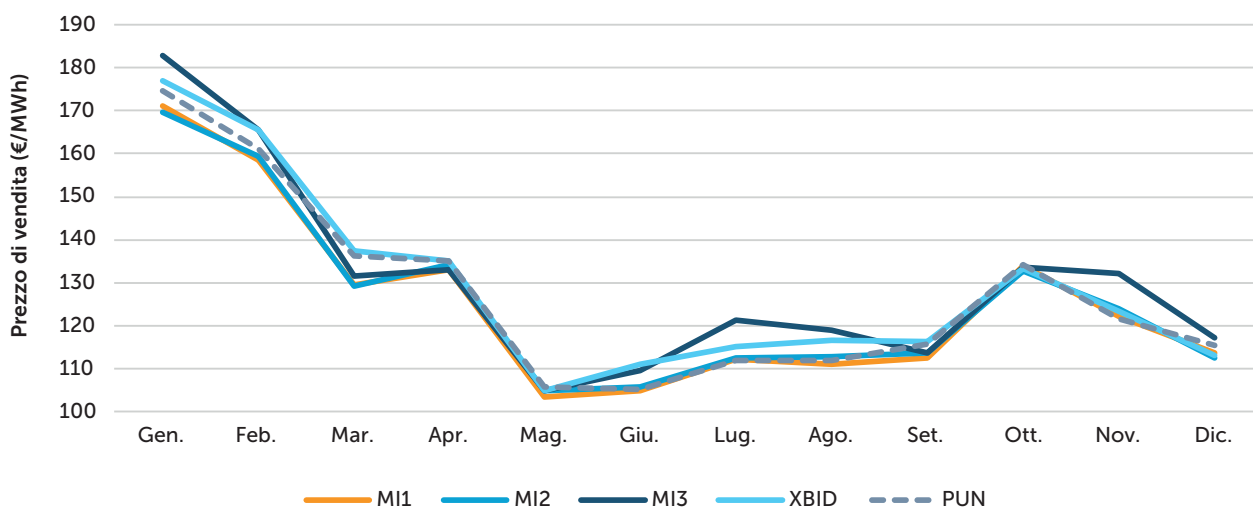
I volumi complessivamente scambiati, nel 2023, nel Mercato infragiornaliero (29,1 TWh) sono risultati in aumento rispetto all'anno precedente (+12%). La maggior parte di questi volumi (49%, -5 punti percentuali) sono stati scambiati nella prima sessione ad asta MI-A1 (14,4 TWh; +3% sul 2022), una minor quota nelle rimanenti sessioni ad asta, rispettivamente il 18% in MI-A2 (5,3 TWh) ed il 9% in MI-A3 (2,6 TWh) mentre i rimanenti volumi (23%; +7 punti percentuali) sono stati scambiati nella sessione in continua XBID (6,8 TWh; +68% sul 2022).

I prezzi registrati si sono mantenuti fortemente correlati ai livelli medi dei corrispondenti valori dell'MGP, in particolare nelle prime due sessioni ad asta per le quali il differenziale medio annuo con quest'ultimo è negativo e inferiore al punto percentuale in tutte le zone; tale differenziale è invece positivo per tutte le zone dell'ultima sessione ad asta disponibile di MI3, che si riferisce alle sole ore 13-24, e arriva al +4,4% nella zona della Sardegna. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili (MI1) hanno mostrato progressivi ribassi fino ad un minimo di 103 €/MWh a maggio, riflettendo il minimo valore registrato anche nell'MGP.

I prezzi medi registrati sull'MI (Fig. 2.11) sono fortemente correlati ai corrispondenti valori dell'MGP, incrementandone il differenziale assoluto e la volatilità all'avvicinarsi del tempo reale; in particolare, si osserva che i prezzi medi delle prime 2 sessioni (MI1 e MI2) risultano, in tutte le zone, inferiori (di non oltre l'1,3%) ai relativi prezzi di MGP, mentre i prezzi medi della terza sessione (MI3, che, ricordiamo, si riferisce alle sole ore 13-24) risultano in ciascuna zona superiori ai relativi prezzi di MGP, con apprezzamenti compresi tra +3,1% al Nord e +3,9% in Sardegna.

Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili (MI1) hanno mostrato progressivi rialzi fino ad un massimo di 526 €/MWh ad agosto, riflettendo il picco registrato sull'MGP, per ridursi progressivamente fino ad un minimo di 210 €/MWh a ottobre.

FIG. 2.11 Andamento mensile dei prezzi nell'MI nel 2023



Fonte: GME.

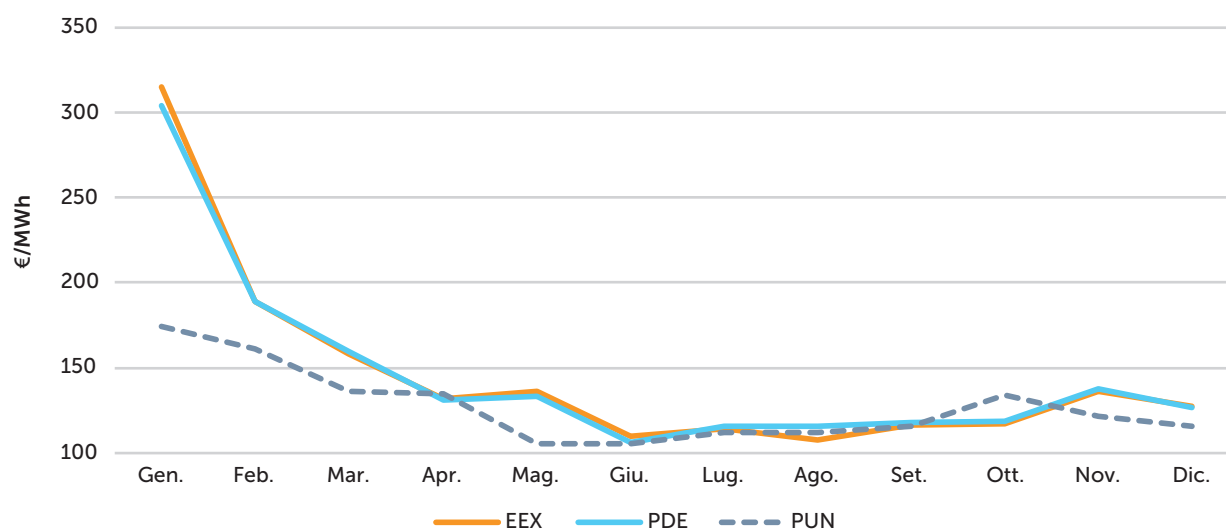
Scambi e prezzi nel Mercato a termine

Nel Mercato a termine gestito dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2023 si sono registrati soltanto otto abbinamenti per un totale di 27 GWh. Il volume è in aumento rispetto all'anno precedente, ma ancora nettamente inferiore ai livelli antecedenti all'anno 2022; gli scambi hanno riguardato il solo profilo *baseload* per scadenze mensili (14 GWh) e trimestrali (16 GWh).

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 hanno determinato, per il 2023, prezzi in calo dal massimo di gennaio (319 €/MWh) fino al minimo registrato ad agosto (108 €/MWh). Tale andamento è in linea con il trend registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN, il cui maggior distacco si è osservato appunto nel mese di gennaio (+130 €/MWh).

Nel 2023 sono aumentate le negoziazioni nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), che ha registrato 299 transazioni (poco meno del triplo rispetto al 2022), per un totale di 549 GWh scambiati, quasi unicamente per il profilo *baseload*. Con riferimento a quest'ultimo, il prezzo medio dei prodotti giornalieri si è attestato al massimo storico di 1,25 €/MWh.

FIG. 2.12 Prezzi medi nel 2023 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME (PUN, PDE) e Refinitiv (EEX).

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 GSE.

Con l'ultimo intervento normativo, il decreto del Ministro della transizione ecologica 21 maggio 2021, sono stati definiti nuovi obblighi di risparmio energetico per gli anni successivi al 2020 ed è stato rimodulato l'obiettivo già definito per il medesimo 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. 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 determinato il contributo tariffario riconosciuto per il 2022 ai soggetti obbligati²⁷ (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) e quello di revisione del contributo erogato in acconto²⁸.

Nel 2023, la quantità di TEE attestanti risparmi energetici effettivamente conseguiti scambiata sul mercato e tramite accordi bilaterali, è risultata pari a circa 2,8 milioni di TEE (Tav. 2.22), valore pressoché analogo a quello del 2022 (per maggiori dettagli si rimanda ai dati pubblicati dal GME).

²⁷ Si veda la delibera 25 luglio 2023, 340/2023/R/efr.

²⁸ Si veda la delibera 10 ottobre 2023, 454/2023/R/efr.

Pare quindi essersi interrotta la tendenza al ribasso osservata negli anni precedenti, allorquando gli scambi erano progressivamente scesi dai circa 7,9 milioni del 2018 ai circa 3,3 milioni di TEE del 2021. I dati del GSE evidenziano che la quantità di TEE emessi nel 2023 corrisponde a poco più di 1 milione, in aumento rispetto a quanto riscontrato nell'anno precedente quando erano stati emessi meno di 800.000 TEE. Anche la ripartizione tra TEE scambiati sul mercato e tramite accordi bilaterali (rispettivamente 62% e 38% del totale degli scambi) è quasi la medesima riscontrata l'anno scorso.

TAV. 2.22 Contrattazione dei titoli di efficienza energetica (numero di TEE e prezzi in €/tep)

TIPOLOGIA	2022		2023	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Mercato GME	1.750.226	257,85	1.756.866	251,73
Bilaterali	965.526	231,75	1.057.084	224,22
TOTALE	2.715.752	248,57	2.813.950	241,39

Fonte: GME.

Per quanto riguarda i prezzi riscontrati, risulta ulteriormente aumentata la percentuale di TEE scambiati tramite accordi bilaterali a prezzi compresi nelle fasce rilevanti ai fini della definizione del contributo tariffario²⁹: in particolare nel 2023 tale percentuale corrisponde quasi all'89%, rispetto all'81% riscontrato nel 2022 e solo al 27% del 2021. Più in dettaglio, risulta quasi azzerata l'incidenza della quantità di TEE scambiati nel 2023 tramite accordi bilaterali a prezzi superiori a 260 €/TEE, ovvero superiori alla soglia di prezzo oltre la quale le transazioni avvenute non vengono comunque tenute in considerazione al fine della formazione del prezzo medio di scambio nella formula di determinazione del contributo tariffario riconosciuto. Nel 2022 la quota di TEE scambiati a prezzi superiori alla soglia indicata era stata più rilevante, specialmente nei mesi di aprile e maggio di conclusione dell'anno d'obbligo. Inoltre, nell'anno 2023 sono avvenuti scambi bilaterali a prezzi superiori a 260 €/TEE soltanto nel mese di maggio; essi peraltro corrispondono al solo 0,5% del totale degli scambi avvenuti tramite bilaterali nell'intero anno, in netta diminuzione rispetto a quanto riscontrato nel 2022.

L'aumento dei TEE emessi ha permesso ai soggetti obbligati di ricorrere in misura inferiore rispetto all'anno precedente alla possibilità di ottemperare a parte del proprio obiettivo mediante i TEE non corrispondenti a progetti. In particolare, il GSE ha reso noto che sono stati richiesti ed emessi circa 0,19 milioni di TEE non corrispondenti a progetti. Essi sono pari a circa il 9,4% dei TEE annullati per gli obiettivi aggiornati dell'anno 2022; nonostante l'aumento degli obiettivi ottemperati, la stessa incidenza nell'anno precedente è stata tre volte superiore.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.23 riporta il numero di operatori presenti³⁰ nelle cinque articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, tutele gradualità per le piccole imprese e per le micro-imprese,

²⁹ Ai sensi della delibera 14 luglio 2020, 270/2020/R/efr, con cui sono stati definiti i criteri di riconoscimento del contributo tariffario.

³⁰ 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.

mercato libero e salvaguardia) e lo confronta con il numero di rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas.

I soggetti presenti nella vendita di energia elettrica nel 2023 sono risultati 765: 106 nel servizio di maggior tutela, 4 nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese, 7 nel servizio a tutele graduali per le micro-imprese, 3 nella salvaguardia e 707 nel mercato libero. Come sempre, il totale di 765 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 cinque i mercati; Acea Energia, Agsm Aim Energia e Iren Mercato operano in tre mercati).

594 delle 707 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere la vendita a clienti nel mercato libero (cioè l'84%) hanno risposto all'Indagine annuale, comunicando in 48 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 2023 risulta pari a 653.

TAV. 2.23 Imprese di vendita di energia elettrica nel 2023

MERCATO	VENDITORI ^(A)	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVI
Servizio di maggior tutela	106	106	-
Servizio a tutele graduali per le piccole imprese	4	4	-
Servizio a tutele graduali per le micro-imprese	7	7	-
Servizio di salvaguardia	3	3	-
Vendita ai clienti liberi	707	594	48
TOTALE	765	653	83

(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.

La ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2023 (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 una copertura del 91% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2023³¹, 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.

Dopo il leggero calo del 2022, nel 2023 i consumi di energia elettrica hanno registrato una ulteriore riduzione: secondo i dati raccolti, lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 241 TWh a 37,3 milioni di

³¹ Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola 2.24 anche i quantitativi che nell'Indagine sono stati dichiarati come autoconsumi (propri e di gruppo) che non sono inclusi nella tavola.

clienti (Tav. 2.24). Rispetto al 2022 il consumo totale di energia elettrica è quindi sceso del 4,4%, mentre i punti di prelievo sono lievemente aumentati (0,2%).

TAV. 2.24 *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		
	2022	2023	VARIAZ.	2022	2023	VARIAZIONE
Servizio di maggior tutela	21.858	14.422	-34,0%	12.161	9.219	-24,2%
Domestico	18.374	13.728	-25,3%	10.602	8.866	-16,4%
Non domestico	3.485	694	-80,1%	1.559	353	-77,4%
Servizio a tutele graduali piccole imprese ^(A)	2.303	1.506	-	136	93	-
Servizio a tutele graduali micro-imprese ^(A)	-	1.547	-	-	827	-
Servizio di salvaguardia	4.843	5.119	5,7%	89	98	10,0%
Mercato libero	223.239	218.566	-2,1%	24.841	27.072	9,0%
Domestico	39.939	42.263	5,8%	19.522	21.382	9,5%
Non domestico	183.300	176.302	-3,8%	5.319	5.690	7,0%
MERCATO FINALE	252.244	241.159	-4,4%	37.227	37.227	0,2%

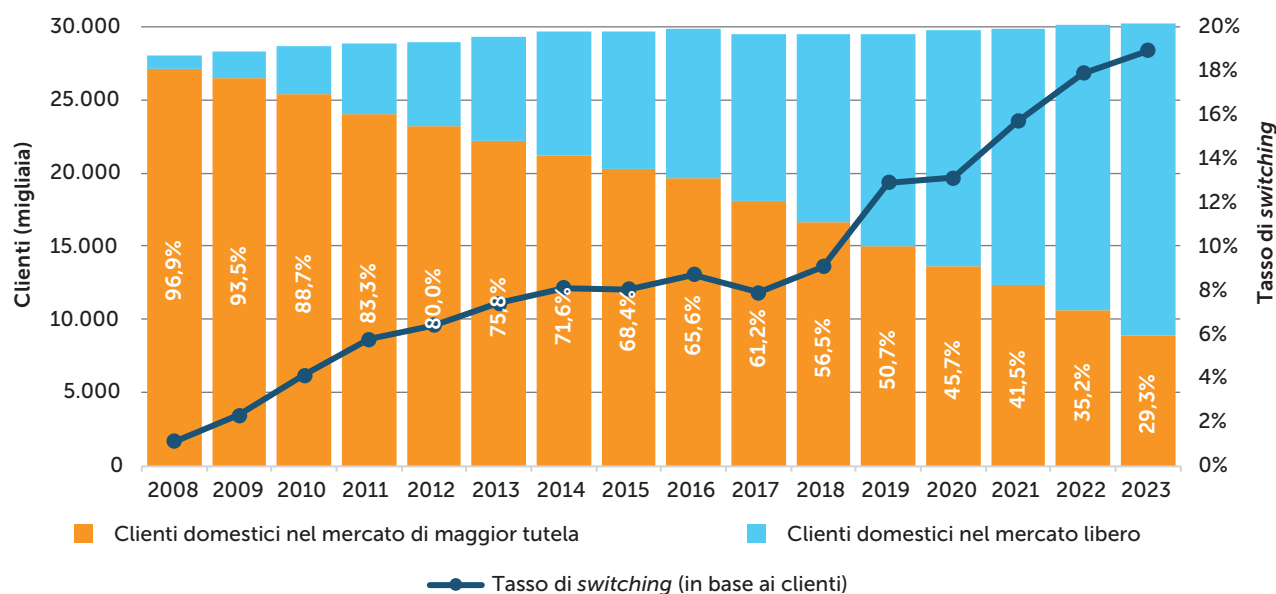
(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La contrazione dei consumi si è prodotta in misura proporzionalmente uniforme per le due tipologie di clienti, ma in termini assoluti è ovviamente maggiore quella relativa alla clientela non domestica che ha acquistato circa 8,8 TWh in meno rispetto al 2022, mentre i consumi domestici sono diminuiti di circa 2,3 TWh.

La riduzione della domanda di elettricità da parte del settore non domestico può essere spiegata in parte con la modesta crescita economica (nel 2023 il PIL è aumentato dello 0,9% secondo l'ultimo dato Istat), e in parte con la debolezza osservata nei comparti a maggiore intensità energetica. Il perdurare nel corso del 2023 di livelli di prezzo elevati (seppure inferiori a quelli del 2022) è certamente un elemento che spiega in gran parte il calo dei consumi delle famiglie, calo che in parte ha a che vedere con il risparmio energetico. A questo proposito si osserva che il consumo medio unitario dei clienti domestici, in calo da anni, nel 2023 è diminuito di un ulteriore 4,4% rispetto al 2022, raggiungendo il minimo storico di 1.851 kWh/anno.

Più in dettaglio, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 56 TWh contro i 58,3 TWh del 2022, registrando quindi un calo del 4%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è scesa da 193,9 a 185,2 TWh, evidenziando quindi un calo del 4,5%, tornando così ad allontanarsi dai livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019), che invece erano stati in parte recuperati nel 2022. Nel 2023 il numero di punti di prelievo domestici è risultato pari a 30,2 milioni, di cui poco meno di 8,9 milioni serviti in maggior tutela e circa 21,4 milioni nel mercato libero (Fig. 2.13). I punti domestici serviti nel mercato libero sono ormai saliti al 70,7%. Se poi si guarda ai volumi acquistati, il mercato libero riguarda ormai tre quarti (75,5%) dell'energia complessivamente acquistata dalle famiglie italiane.

FIG. 2.13 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per la fornitura di energia elettrica delle piccole imprese e delle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW, la tutela di prezzo è terminata il 1° gennaio 2021. Le altre micro-imprese (quelle con potenza impegnata inferiore a 15 kW) e la generalità dei clienti non domestici (tra cui anche alcuni condomini) non possono più essere riforniti nel servizio di maggior tutela dal 1° aprile 2023. Pertanto, i volumi complessivamente venduti in tutela nel 2023 comprendono ancora quelli acquistati dalle micro-imprese con potenza impegnata inferiore a 15 kW per una parte dell'anno. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche questi ultimi, la quota di elettricità venduta nel servizio di tutela risulta estremamente ridotta e pari al 6% dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 24,2% dei punti di prelievo totali).

Le piccole imprese e le micro-imprese che non hanno scelto una fornitura nel mercato libero vengono rifornite nell'ambito di un apposito servizio a tutele graduali, da un venditore selezionato con gara (si veda oltre in questo Capitolo). Nel 2023 i due servizi di tutela graduale hanno servito complessivamente circa 919.000 punti di prelievo (pari al 2,4% di tutti i clienti del mercato elettrico), ai quali sono stati venduti poco più di 3 TWh, cioè l'1,3% dell'energia venduta nel mercato totale. Più in dettaglio, nel 2023 il servizio a tutele graduali per le piccole imprese ha riguardato circa 93.000 clienti, che hanno acquistato circa 1,5 TWh, mentre quello per le micro-imprese ha incluso 827.000 punti di prelievo con un consumo complessivo di poco meno di 1,6 TWh³².

Con 219 TWh venduti, nel 2023 la quota dell'energia elettrica intermediata dal mercato libero è salita al 90,6% (il 73,1% dei punti di prelievo), nonostante la porzione di elettricità acquistata nel servizio di salvaguardia sia leggermente risalita al 2,1% (lo 0,3% dei punti di prelievo) dall'1,9% evidenziato nel 2022, così come quella dei servizi a tutela graduale, passata dallo 0,9% del 2022 all'1,2% (il 2,5% dei punti di prelievo).

³² La suddivisione tra i due servizi è frutto di una stima effettuata dall'Autorità sui dati raccolti nell'Indagine relativamente al servizio a tutele graduali senza distinguere tra quello per le piccole e quello per le micro-imprese.

In un mercato finale che complessivamente è diminuito di 11,1 TWh rispetto al 2022, i volumi di vendita si sono ridotti di 7,4 TWh nel mercato tutelato (34%) e di 4,7 TWh nel mercato libero (-2,1%), mentre l'energia fornita nei servizi a tutele gradualie è cresciuta di 750 GWh (+33%), così come quella nel regime di salvaguardia è aumentata di 276 GWh (+5,7%).

Il numero dei consumatori complessivo è aumentato nel 2023 di 81.000 unità portandosi a 37,3 milioni: la maggior tutela ha perso 2,9 milioni di punti, mentre il mercato libero ne ha guadagnati 2,2 milioni, la salvaguardia circa 9.000 punti e i servizi a tutela graduale ne hanno acquisiti nel complesso 783.000 in più rispetto al 2022.

TAV. 2.25 *Vendite finali di energia elettrica nel 2023 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite*

TENSIONE E TIPO CLIENTE	MAGGIOR TUTELA	TUTELA GRADUALE PICCOLE IMPRESE ^(A)	TUTELA GRADUALE MICRO-IMPRESI ^(A)	SALVAGUARDIA	MERCATO LIBERO	TOTALE
VOLUMI (GWh)						
Bassa tensione	14.422	1.506	1.547	1.456	104.602	123.531
Domestico	13.728	-	-	-	42.263	55.991
Non domestico	694	1.506	1.547	1.456	62.338	67.541
Media tensione	-	-	-	2.940	90.372	93.313
Alta/altissima tensione	-	-	-	723	23.592	24.315
TOTALE	14.422	1.506	1.547	5.119	218.566	241.159
PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)						
Bassa tensione	9.219	93	827	92	26.971	37.200
Domestico	8.866	-	-	-	21.382	30.248
Non domestico	353	93	827	92	5.589	6.952
Media tensione	-	-	-	6	100	107
Alta/altissima tensione	-	-	-	0,0	1,1	1
TOTALE	9.219	93	827	98	27.072	37.308

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

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

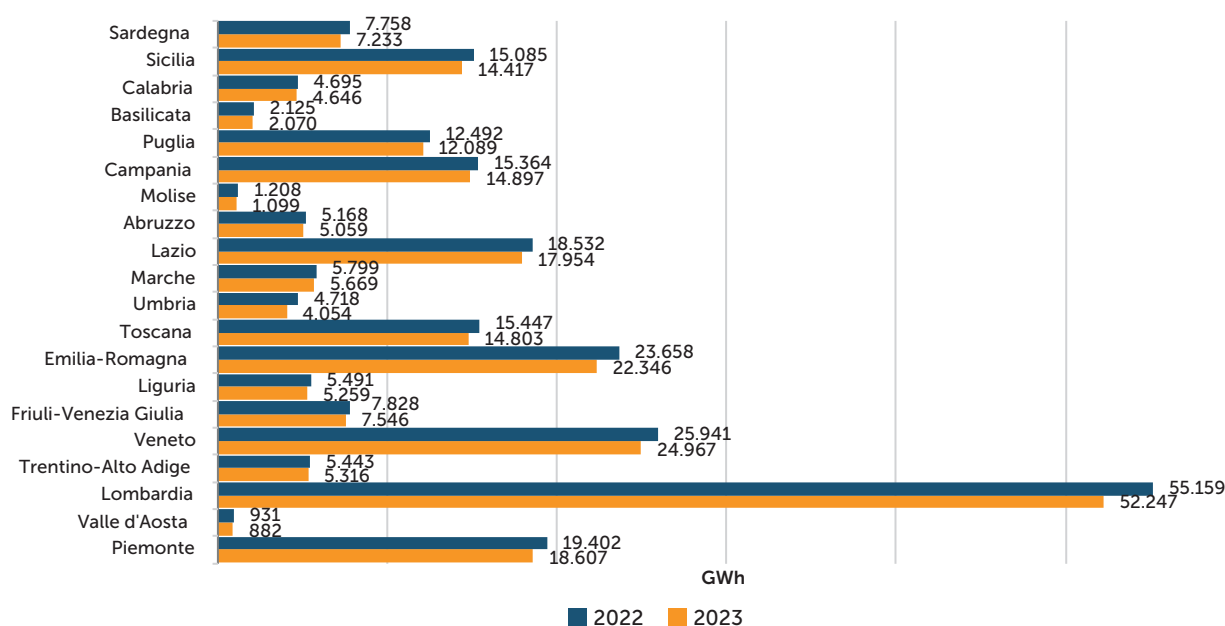
Analizzando i consumi elettrici sotto il profilo della tensione (Tav. 2.25), si osserva che anche nel 2023 il 51% dell'energia è stata venduta a clienti allacciati in bassa tensione, il 39% a clienti connessi in media tensione e il 10% in alta o altissima tensione. Naturalmente le percentuali si rovesciano 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.

La composizione degli acquisti tra i diversi mercati è, invece, un po' più variabile: nel 2023 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 12% dell'energia nel mercato di maggior tutela, il 2% nei servizi a tutela graduale, l'1% tramite il servizio di salvaguardia e l'85% nel mercato libero; le stesse quote nel 2022 vedevano un maggior peso della maggior tutela (era 17%) che è diminuito a favore del mercato libero (la cui quota era all'80%). I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno acquisito solo l'1% (5% nel 2022) dell'energia nel mer-

cato di maggior tutela, il 5% nei servizi a tutela graduale (3% nel 2022), il 2% (come nel 2022) in salvaguardia e il 92% nel mercato libero (90% nel 2022).

Non vi sono, ovviamente, clienti allacciati in media o in alta tensione serviti in maggior tutela o nelle tutele gradualistiche. La quota di energia fornita in regime di salvaguardia ai clienti connessi in media tensione (3,2%), è di poco inferiore a quella fornita ai clienti in alta o altissima tensione (3,0%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (97%), che fornisce anche il 96,8% dell'elettricità utilizzata dai clienti in media tensione.

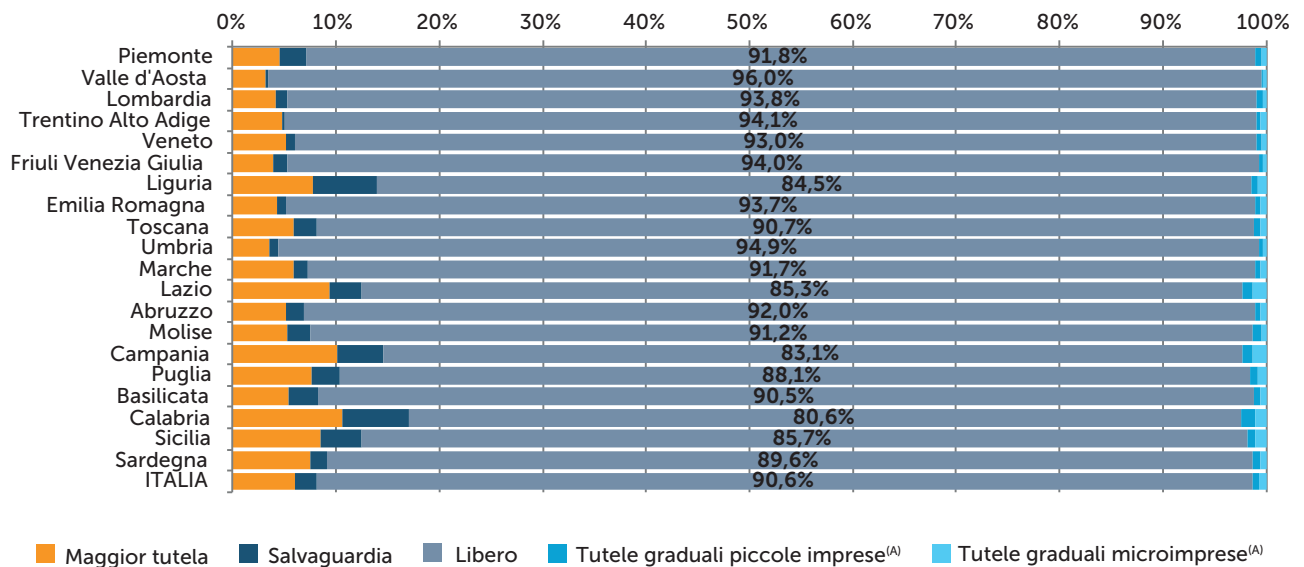
FIG. 2.14 Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nessun mutamento sostanziale emerge nei consumi del 2023 sotto il profilo geografico (Fig. 2.14): 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 più che doppi rispetto al Veneto, seconda regione con i consumi più alti. Seguono – con valori consistenti – l'Emilia-Romagna, il Piemonte e il Lazio. Rispetto al 2022 i consumi sono diminuiti in tutte le regioni. I cali più consistenti in termini assoluti si sono registrati in: Lombardia, dove consumi sono scesi di 2911 GWh, Emilia-Romagna (-1.312 GWh) e Veneto (-974 GWh). In termini percentuali, le riduzioni più ampie si sono registrate in Umbria (-14%), Molise (-9%) e Emilia-Romagna (-7%). Cali meno consistenti, compresi tra l'1 e il 2%, si sono verificati in Trentino-Alto Adige, nelle Marche, in Abruzzo e in Calabria.

La ripartizione delle vendite di elettricità nei cinque mercati a livello territoriale (Fig. 2.15), mostra una quota del mercato libero largamente preponderante ovunque, seppure con divari regionali che si vanno lentamente colmando: la porzione di energia acquistata nel mercato libero resta tendenzialmente più ampia nelle regioni centro-settentrionali, mentre nelle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela, delle tutele gradualistiche e della salvaguardia sono spesso più estesi della media nazionale (come detto, pari al 6% nella maggior tutela, allo 0,6% nelle tutele gradualistiche, al 2,1% nella salvaguardia e al 90,6% nel libero).

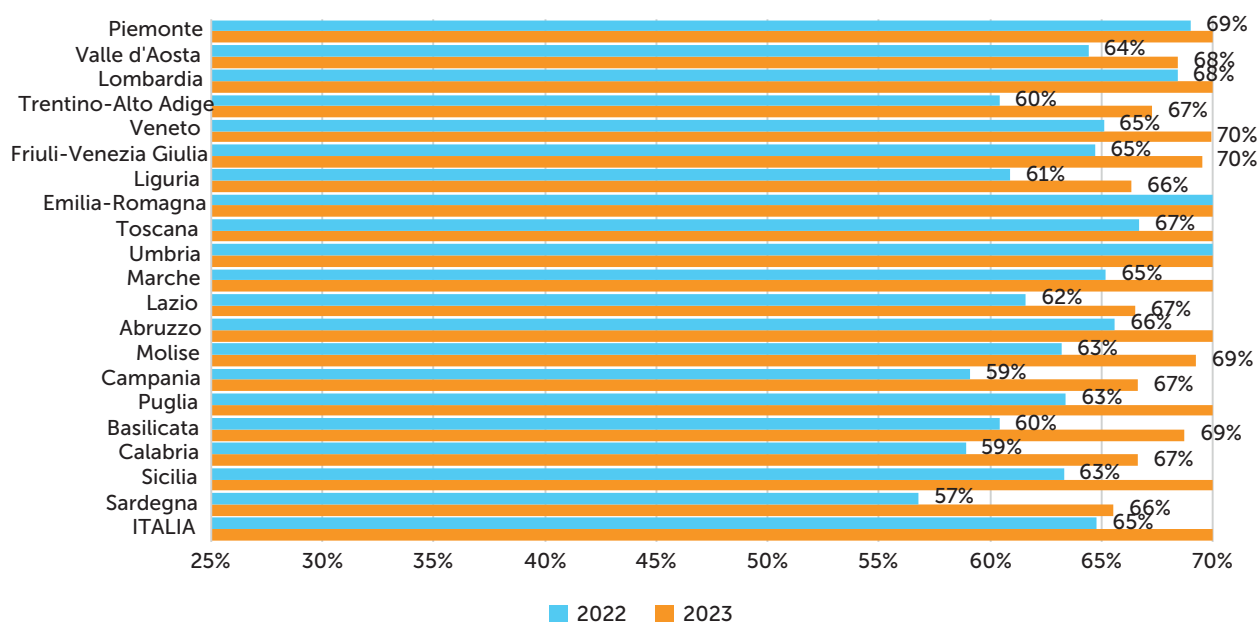
FIG. 2.15 Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2023

(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 micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In particolare, Valle d'Aosta, Umbria, Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia e Lombardia risultano i territori con le quote di mercato libero più elevate (tre o più punti percentuali sopra la media nazionale). Le regioni in cui la quota del mercato libero ha raggiunto o superato l'85% nel 2023 sono 17, quattro in più rispetto al 2022. La Calabria mantiene, all'opposto, il primato della regione italiana con la più bassa percentuale di apertura del mercato, quest'anno pari all'80,6%, seppure anch'essa in costante crescita. Percentuali simili si riscontrano anche in Campania (83,1%) e Lazio (85,3%). Calabria e Campania sono anche le regioni in cui si sono osservate le più alte percentuali di energia fornita nell'ambito dei due servizi a tutela graduale.

È interessante infine osservare la diffusione del mercato libero nell'ambito della clientela domestica delle diverse regioni (Fig. 2.16). La quota, calcolata come numero di punti di prelievo domestici serviti nel libero sul totale dei punti di prelievo domestici in ciascuna regione, evidenzia notevoli incrementi negli ultimi anni, in corrispondenza di tassi di *switching* rilevanti in tutto il territorio nazionale. Nel 2023 la quota delle famiglie che acquistano l'elettricità nel mercato libero ha superato il 65% in tutte le regioni (nel 2022 erano solo otto). Le regioni in cui più del 70% dei punti di prelievo domestici è servito nel libero, però, sono nove ed erano solo due nel 2022: Umbria ed Emilia-Romagna. In Umbria la porzione di consumatori domestici che si rivolge al mercato libero ha raggiunto nel 2023 il 78,7%, restando la più alta d'Italia. Come si vede nella figura 2.16 il passaggio dal 2022 al 2023 ha fatto crescere questa quota mediamente del 5,9%, ma le regioni in cui è aumentata maggiormente sono la Sardegna (+8,7%) e la Basilicata (+8,3%).

FIG. 2.16 Clienti domestici serviti nel mercato libero per regione

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In effetti anche nel 2023 l'attività di *switching* è risultata molto elevata tra i consumatori, com'era logico attendersi in un periodo di prezzi in discesa, ma ancora elevati se paragonati a quelli pre-crisi, oltre che in una fase in cui la fine della tutela è imminente (per i clienti domestici) o appena avvenuta (micro-imprese).

Lo *switching* delle famiglie è cresciuto di un punto percentuale rispetto al 2022, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia in termini di volumi (Tav. 2.26), avvicinandosi a quello delle utenze non domestiche. Il 18,9% dei clienti domestici – circa 5,7 milioni di punti di prelievo – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. I volumi corrispondenti a questa porzione di clienti sono pari al 24,5% del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 17,9% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2022 corrispondevano al 23% dell'energia prelevata.

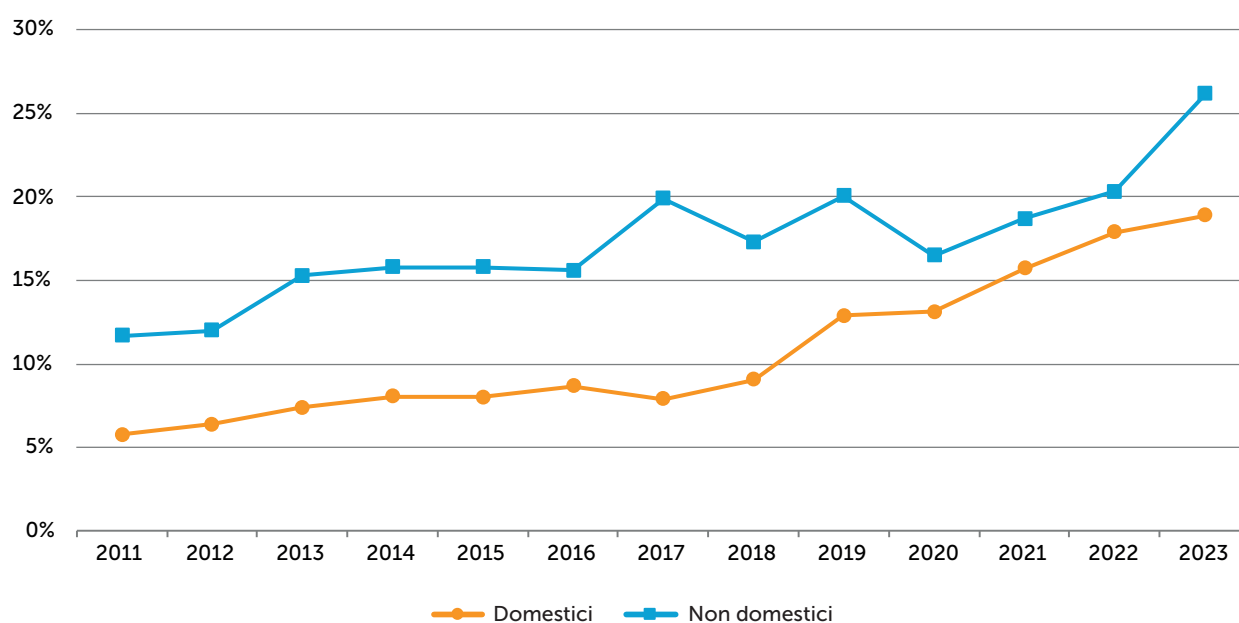
Negli ultimi anni l'attività di *switching* delle famiglie ha evidenziato una certa accelerazione rispetto a un trend più modesto mantenuto sino al 2018 (Fig. 2.17).

Come appena osservato, il recente contesto di prezzi ancora elevati in un'economia in moderata crescita costituisce senza dubbio un forte stimolo ai cambi di fornitore, ma è opportuno sottolineare anche che dal 2018 le aspettative sulla rimozione della tutela di prezzo, seppure più volte rinviata e ora definitivamente fissata per luglio 2024, hanno sicuramente creato un clima di fermento e curiosità verso il mercato libero.

TAV. 2.26 Tassi di switching nel settore elettrico per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2022		2023	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	23,0%	17,9%	24,5%	18,9%
Non domestico:	25,5%	20,3%	28,2%	26,2%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	31,7%	20,3%	33,8%	26,2%
- media tensione	24,1%	22,2%	29,3%	23,2%
- alta e altissima tensione	16,1%	33,8%	13,0%	25,9%
TOTALE	24,9%	18,3%	27,3%	20,2%

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

FIG. 2.17 Tassi di switching nel settore elettrico dal 2011

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

Anche la graduale esclusione *ex lege* dal servizio di maggior tutela della clientela non domestica allacciata in bassa tensione, cominciata nel 2021 e terminata nel 2023 (dal 1° aprile anche per le micro-imprese) ha certamente avuto impatto sull'attività di *switching* di questi clienti, che negli ultimi tre anni hanno evidenziato un ritmo di *switching* piuttosto elevato e in continua ascesa: il tasso di spostamento di questi clienti è, infatti passato dal 18,4% del 2020, al 29,4% del 2021, al 31,7% del 2022, raggiungendo il 33,8% nel 2023.

Anche gli altri clienti non domestici hanno evidenziato un tasso di *switching* elevato e in aumento rispetto all'anno precedente: hanno cambiato fornitore, infatti, il 23,2% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia pari al 29,3%) e il 25,9% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca del 13%.

Complessivamente, nel 2023 hanno cambiato fornitore quasi 1,8 milioni di punti di prelievo non domestici. In termini di volumi sottesi, circa 52 TWh, che corrispondono al 28,2% dei volumi acquistati dai non domestici.

TAV. 2.27 Tassi di switching nel settore elettrico per regione nel 2023

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	19,8%	25,9%	27,7%	32,0%	21,2%	30,7%
Valle d'Aosta	5,2%	5,4%	11,7%	6,9%	6,4%	6,7%
Lombardia	18,4%	23,2%	24,3%	23,4%	19,4%	23,4%
Trentino-Alto Adige	5,0%	5,1%	12,1%	11,8%	6,6%	10,7%
Veneto	21,0%	26,2%	26,1%	27,7%	21,9%	27,4%
Friuli-Venezia Giulia	18,0%	23,6%	28,4%	22,9%	19,9%	23,0%
Liguria	18,4%	24,3%	23,9%	21,5%	19,4%	22,3%
Emilia-Romagna	17,0%	21,9%	23,1%	30,2%	18,2%	28,5%
Toscana	20,2%	25,9%	26,3%	29,1%	21,4%	28,3%
Umbria	18,8%	23,6%	30,7%	55,5%	21,1%	49,7%
Marche	19,7%	25,3%	28,7%	32,1%	21,5%	30,5%
Lazio	16,1%	20,5%	22,9%	26,4%	17,3%	24,6%
Abruzzo	21,3%	29,3%	31,0%	36,4%	23,0%	34,8%
Molise	19,5%	26,3%	28,0%	24,0%	21,0%	24,5%
Campania	19,7%	25,1%	27,8%	29,5%	21,2%	28,1%
Puglia	23,2%	29,5%	33,7%	36,7%	25,2%	34,3%
Basilicata	20,9%	28,0%	26,8%	30,3%	22,0%	29,8%
Calabria	18,2%	24,8%	26,6%	39,6%	19,6%	33,5%
Sicilia	18,4%	24,7%	27,8%	32,9%	20,0%	29,8%
Sardegna	24,2%	32,2%	28,7%	31,5%	25,0%	31,7%
ITALIA	18,9%	24,5%	26,2%	28,2%	20,2%	27,3%
Nord	18,2%	23,3%	24,4%	25,6%	19,3%	25,1%
Centro	18,1%	23,0%	25,5%	31,5%	19,5%	29,3%
Sud e Isole	20,5%	26,9%	29,3%	33,1%	22,1%	31,0%

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. 2.27), 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 (22,1%), rispetto al Nord (19,3%) e al Centro (19,5%). Anche in termini di volumi totali si nota una lieve differenziazione, con le regioni del Sud e Isole più attive (31%) rispetto a quelle del Centro (29,3%) e con il Nord che evidenzia un tasso relativamente più contenuto (25,1%).

Con le già menzionate eccezioni di Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta, le differenziazioni regionali sono molto lievi anche se si guardano ai cambi di fornitore relativi al segmento domestico, nel quale l'attività di *switching* (in termini sia di punti, sia di volumi) ha assunto quasi ovunque i valori medi. In termini di clienti, infatti, i tassi risultano pari al 18,2% al Nord, al 18,1% al Centro e al 20,5% al Sud e Isole. Più differenziata, invece appare l'attività di *switching* nel caso dei volumi non domestici, dove si riproduce la differenziazione già osservata per il dato complessivo: i volumi di cambio sottesi aumentano scendendo da Nord a Sud. Leggermente più uniforme, invece, risulta l'attività misurata in termini di punti, con il Nord al 24,4%, il Centro al 25,5% e il Sud al 29,3%.

La classifica (provvisoria, data la natura pre-consuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2023 (Tav. 2.28) presenta diversi cambi di posizione, dopo le prime due.

Il gruppo Enel rimane, infatti, l'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, quest'anno con una quota del 33,8%, in lieve diminuzione rispetto al 36,3% del 2022, a causa di una diminuzione delle vendite totali del gruppo (-10,8%) maggiore del dato medio. L'incremento delle vendite del gruppo ai clienti in alta tensione (+7,2%) non è bastato, infatti, a controbilanciare le perdite in tutti gli altri segmenti (-15,5% le vendite ai clienti non domestici in bassa tensione, -13,3% a quelli in media tensione, -9,5% nel segmento domestico). Queste variazioni hanno comunque eroso solo leggermente la predominanza del gruppo Enel nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, rimasta comunque elevata: il 41,6% di questo mercato è infatti servito da Enel (era pari a 45,5% nel 2022). Anche nel 2023, infatti, il gruppo Enel resta il primo in tutti i segmenti di mercato (domestico e non domestico in tutte le tensioni), in ciascuno dei quali la sua quota è tuttora largamente distante da quella del gruppo inseguitore.

Con una quota dell'8,4% il gruppo A2A ha confermato la seconda posizione della classifica complessiva che ha raggiunto nel 2021, superando il gruppo Edison, da sempre il primo gruppo inseguitore dell'*incumbent*. Nel 2023 le vendite del gruppo A2A sono cresciute complessivamente di 2,4 TWh (+13,2%) in tutti i segmenti e in modo particolare in quello dei clienti non domestici in alta o altissima tensione (+18,6%) e in bassa tensione (+17,6%), gli stessi in cui anche nel 2022 aveva realizzato notevoli incrementi. Il gruppo ha significativamente aumentato anche le vendite ai clienti domestici (+5,3%), pertanto anche nel segmento del *mass market* ha conservato la seconda posizione (con una quota del 6,6%), un punto percentuale superiore a quella ottenuta nel 2022.

È sceso dalla terza alla quarta posizione, invece, il gruppo Edison con una quota complessiva del 5,4% del mercato totale (stesso valore nel 2022), e con vendite complessive diminuite del 2,8%. Il gruppo ha registrato un significativo incremento nelle vendite al segmento domestico (+265 GWh, +19,4%), che non è bastato a controbilanciare la riduzione di quelle al comparto non domestico (-642,5 GWh).

Con una quota del 5,9% del mercato totale è quindi salito in terza posizione il gruppo Hera (quinto nel 2022), le cui vendite complessive nel 2023 sono cresciute del 19,7% (+2,4 TWh); l'incremento si è realizzato in tutti i segmenti, ma soprattutto verso i clienti in media tensione ai quali ha fornito 1,4 TWh in più del 2022 (+24,3%).

TAV. 2.28 Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2023 (in GWh)

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
		BT	MT	AT/AAT			
Enel	31.146	20.300	21.986	8.093	81.525	33,8%	1°
A2A	2.222	5.967	9.931	2.204	20.323	8,4%	2°
Hera	2.146	4.661	7.289	203	14.299	5,9%	5°
Edison	1.629	2.744	6.173	2.517	13.063	5,4%	3°
Axpo Group	206	2.377	7.292	2.280	12.155	5,0%	4°
Eni	5.417	1.557	3.800	859	11.632	4,8%	6°
Engie	634	364	3.250	4.089	8.337	3,5%	8°
Acea	1.887	2.016	2.279	183	6.364	2,6%	7°
Alperia	426	1.195	2.741	274	4.636	1,9%	10°
Iren	1.837	1.475	847	153	4.312	1,8%	13°
Agsm Aim	523	1.741	1.845	160	4.269	1,8%	12°
Duferco	166	1.308	1.367	1.158	3.999	1,7%	9°
Sorgenia	527	2.044	1.270	53	3.894	1,6%	18°
Repower	0	1.967	1.783	1	3.751	1,6%	14°
Nova Coop	54	753	2.801	79	3.687	1,5%	17°
C.V.A.	111	574	2.675	42	3.401	1,4%	22°
Dolomiti Energia	682	1.361	1.285	4	3.332	1,4%	15°
E.On	623	984	1.499	3	3.109	1,3%	11°
Iberdrola	80	889	1.134	5	2.108	0,9%	20°
Alpiq	0	62	1.571	197	1.831	0,8%	19°
Altri operatori	5.677	13.201	10.496	1.756	31.130	12,9%	-
TOTALE	55.991	67.541	93.313	24.315	241.159	100,0%	-

Fonte: ARERA, indagine annuale sui settori regolati.

È rimasto fermo, invece, al quinto posto della classifica Axpo Group (con la quota del 5%) che è particolarmente rilevante nelle vendite ai clienti non domestici in media tensione, dove risulta il terzo venditore più importante (dopo Enel e A2A), con una quota del 7,8%.

Da segnalare nell'ambito della classifica il gruppo C.V.A. che rispetto al 2022 è salito di sei posizioni nella classifica (dal 22° al 16° posto) in virtù di un sostanziale raddoppio delle proprie vendite (passate da 1,6 a 3,4 TWh), soprattutto a clienti non domestici in media e in alta tensione. All'opposto, invece, la consistente discesa (di 7 posizioni) del gruppo E.On, a causa di un importante calo nelle vendite (-35,7%), e in particolare di quelle a clienti non domestici in media tensione (quasi dimezzate rispetto al 2022) e ai clienti in alta tensione.

A seguito dei movimenti della classifica appena visti, nel 2023 il livello di concentrazione del mercato totale si è leggermente ridotto, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota di mercato dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso al 48,2% dal 48,7% dell'anno precedente. L'indice HHI è tornato sotto la prima soglia di attenzione (pari a 1.500), essendo sceso da 1.515 a 1.376. 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). Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è salito da 10 a 11.

Analizzando i vari segmenti si osserva che nel 2023 la concentrazione del mercato domestico è marginalmente diminuita, rimanendo comunque a un livello elevato: il C3 è sceso dal 71,3% al 69,3%, l'HHI è passato da 3.623 a 3.258. Come già in parte accennato, il 55,6% dell'energia consumata dalle famiglie è stato venduto dal gruppo Enel; con una quota del 9,7% il secondo gruppo è Eni, mentre nelle posizioni successive si trovano, nell'ordine, i gruppi A2A (4%), Hera (3,8%) e Acea (3,4%).

Un andamento simile della concentrazione si registra nel *mass market*, dove le misure hanno registrato minimi progressi: il C3 è sceso al 53,9% (era 56,1%) e l'indice HHI è passato da 2.201 a 1.899. Il primo operatore, come detto, è Enel con il 41,6%, seguito da A2A con il 6,6%, Eni con il 5,6%, Hera (5,5%) ed Edison (3,5%).

Anche nel caso delle vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 30,1% (era al 34,1% nell'anno precedente), rimane ben distanziata dall'8,8% del gruppo inseguitore che è A2A. Seguono Hera con il 6,9%, Edison con il 4,1% e Axpo Group con il 3,5%. L'indice HHI è passato da 1.347 a 1.127.

Nel segmento della media tensione dopo il gruppo Enel, con una quota del 23,6%, i gruppi inseguitori sono tutti abbastanza vicini tra loro: si trovano, infatti, A2A con il 10,6%, Axpo Group ed Hera, entrambi con il 7,8% Edison con il 6,6%. L'indice HHI, molto basso, è lievemente sceso da 969 a 921.

Le vendite a clienti in alta o altissima tensione sono la sezione del mercato complessivo nel quale la predominanza del gruppo Enel è seguita più da vicino dal secondo venditore: qui la quota dell'*incumbent* è del 33,3%, e la distanza con i gruppi successivi è relativamente modesta. Al secondo posto, infatti, si trova Engie con il 16,8%, al terzo posto si trova Edison con il 10,4%, al quarto posto Axpo Group con il 9,4% e al quinto A2A con il 9,1%. L'indice HHI segnala un aumento di concentrazione da 1.568 a 1.722.

Servizio di maggior tutela

Nel 2023, i consumatori domestici che non avevano ancora stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero hanno usufruito del servizio di maggior tutela, che è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

Per i primi mesi dell'anno, hanno usufruito di tale servizio anche una parte delle micro-imprese³³ e le altre utenze³⁴ servite in bassa tensione con potenza impegnata inferiore a 15 kW per le quali, ai sensi della regolazione vigente, il servizio di maggior tutela è terminato il 31 marzo 2023. Infatti, per tali clienti è stato attivato dal 1° aprile 2023 il servizio a tutele graduali per micro-imprese. Nel 2021 il servizio è terminato per le piccole imprese³⁵ e le

33 Sono micro-imprese 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 con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 15 kW.

34 Clienti non domestici diversi dalle micro-imprese.

35 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.

micro-imprese più grandi³⁶; per tali soggetti dal 1° luglio 2021 è attivo il servizio a tutele graduali piccole imprese (cfr. *infra*). In base a quanto stabilito dalla legge³⁷, il servizio di maggior tutela terminerà infine anche per i clienti domestici, a partire da luglio 2024.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2023 sono stati venduti nel servizio di maggior tutela 14,2 TWh a circa 9,2 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2022, i consumi sono scesi di 7,4 TWh (-34%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 3 milioni di unità (-24,2%) (Tav. 2.29).

TAV. 2.29 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		
	2022	2023	VARIAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Domestici	18.374	13.728	-25,3%	10.601,9	8.866	-16,4%
Residenti	16.166	11.959	-26,0%	8.213,3	6.752	-17,8%
Non residenti	2.208	1.769	-19,9%	2.388,6	2.114	-11,5%
Non domestici	3.485	694	-80,1%	1.558,9	353	-77,4%
Illuminazione pubblica	11	4	-63,1%	3,2	0,4	-88,9%
Altri usi	3.473	690	-80,1%	1.555,7	352	-77,4%
TOTALE	21.858	14.422	-34%	12.160,8	9.219	-24,2%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel corso dell'anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,7 milioni di clienti domestici (16,4%) e 1,2 milioni di clienti non domestici (-77,4%). Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1,4 milioni, -17,8%) è proporzionalmente superiore a quella dei non residenti (0,2 milioni, -11,5%). Ancora più consistenti le diminuzioni nelle quantità vendute (26% i residenti e -19,9% i non residenti), che indicano un rilevante calo nei consumi unitari. I clienti non domestici "altri usi" presentano una evoluzione differente rispetto ai domestici, con una diminuzione molto più marcata: come detto, il numero di punti serviti è sceso del 77,4% in analogia alla riduzione dell'80,1% delle quantità vendute. Per quanto concerne i punti serviti dell'illuminazione pubblica, una categoria ormai sempre più residuale (meno dello 0,03% sia in termini di punti, sia di volumi), si registra un calo intermedio tra quello dei domestici e quello dei non domestici: -63% in termini di volumi e - 89% in termini di punti serviti.

Per quanto sopra illustrato, sono cambiate, rispetto al 2022, le quote sul consumo totale dei clienti domestici e dell'illuminazione pubblica pari, rispettivamente, al 95,2% (contro l'84,1% del 2022) e allo 0,03% (rispetto allo 0,05% del 2022); la porzione di energia venduta ai clienti non domestici "altri usi", invece, è comprensibilmente crollata al 4,8% rispetto al 15,9% osservato nel 2022, data l'uscita *ex lege* di tali clienti dal servizio.

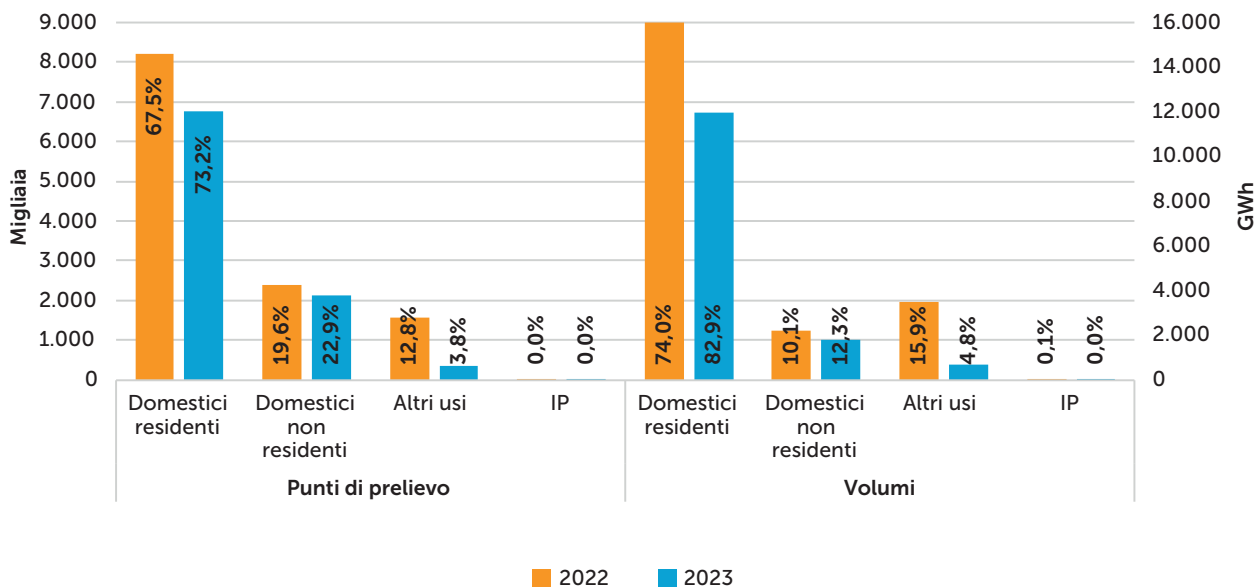
Nel 2023 la clientela domestica (residente e non residente) ha acquistato 13,7 TWh, contro i 18,4 TWh del 2022. Anche la numerosità dei clienti (8,8 milioni di punti di prelievo), si è ridotta rispetto allo scorso anno (10,6 milioni di clienti), ma in conseguenza dell'uscita dei clienti non domestici dal secondo trimestre dell'anno, la quota della clientela domestica ha quasi raggiunto il 100% (96,2% del totale) (Fig. 2.18). La maggior parte dei clienti domestici

³⁶ Micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

³⁷ Art. 1, comma 60 della legge 4 agosto 2017, n. 124 e s.m.i.

serviti in maggior tutela è residente (76,2% dei punti di prelievo) e assorbe l'87,1% dell'energia complessivamente acquistata dai clienti domestici.

FIG. 2.18 Consumi e clienti serviti in maggior tutela



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.30 Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2023 (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	117	0,8%	89	1,0%
Bioraria	13.629	94,5%	8.790	95,4%
Multioraria	676	4,7%	340	3,7%
TOTALE	14.442	100,0%	9.219	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel servizio di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria e la multioraria, che insieme comprendono il 99% dei punti di prelievo (Tav. 2.30).

A quasi tutti i clienti domestici (99,1%) viene applicata la tariffa bioraria (Tav. 2.31), vale a dire la condizione economica che dipende dalla fascia oraria nella quale avviene il consumo; al restante 0,9% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. Questa ripartizione è prossima a quella dell'anno precedente. Lievemente più elevata (1,3%) è la quota dei clienti non domestici con tariffa monoraria.

TAV. 2.31 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2023 (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Domestici residenti	11.959	82,9%	6.752	73,2%
Monoraria	78	0,5%	58	0,6%
Bioraria	11.881	82,4%	6.694	72,6%
Domestici non residenti	1.769	12,3%	2.114	22,9%
Monoraria	23	0,2%	18	0,2%
Bioraria	1.746	12,1%	2.096	22,7%
Illuminazione pubblica	4	0,0%	0	0,0%
Monoraria	4	0,0%	0	0,0%
Multioraria	0	0,0%	0	0,0%
Altri usi	690	4,8%	352	3,8%
Monoraria	12	0,1%	12	0,1%
Bioraria	2	0,0%	1	0,0%
Multioraria	676	4,7%	340	3,7%
TOTALE	14.422	100,0%	9.219	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2023 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.548 kWh/anno (Tav. 2.32), nettamente inferiore ai 1.733 kWh registrati nel 2022 (-11%). Nell'ambito dei clienti domestici, la parte preponderante, come descritto, è rappresentata dai residenti, per i quali si registra un consumo unitario di 1.771 kWh, in calo (-10%) rispetto ai 1.968 kWh dell'anno precedente; nettamente inferiore, come di consueto, il livello di consumo unitario dei non residenti, pari a 837 kWh e anch'esso in diminuzione, in misura meno marcata (9,4%), rispetto all'anno precedente (924 kWh). Si osserva, inoltre, che nell'ambito dei clienti residenti, ovvero la categoria più numerosa dei domestici in maggior tutela, la quasi totalità (92,6%) appartiene alle prime quattro classi di consumo: acquisita, cioè, al massimo 3.500 kWh/anno. Per quanto riguarda invece, i punti di prelievo dei non residenti (perlopiù seconde case), prevalgono bassi consumi unitari: il 75,3% di tali clienti ricade nella prima classe (meno di 1.000 kWh/anno) e il 93,3% non supera i 2.500 kWh/anno.

TAV. 2.32 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023 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	11.959	87,1%	6.752	76,2%	1.771
0-1.000 kWh	955	7,0%	1.846	20,8%	517
1.000-1.800 kWh	2.956	21,5%	2.107	23,8%	1.403
1.800-2.500 kWh	2.931	21,4%	1.377	15,5%	2.128
2.500-3.500 kWh	2.700	19,7%	924	10,4%	2.921
3.500-5.000 kWh	1.497	10,9%	368	4,2%	4.065

(segue)

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
5.000-15.000 kWh	832	6,1%	126	1,4%	6.618
> 15.000 kWh	88	0,6%	4	0,0%	24.840
Domestici non residenti	1.769	12,9%	2.114	23,8%	837
0-1.000 kWh	492	3,6%	1.591	17,9%	309
1.000-1.800 kWh	363	2,6%	270	3,0%	1.344
1.800-2.500 kWh	235	1,7%	111	1,3%	2.118
2.500-3.500 kWh	211	1,5%	72	0,8%	2.933
3.500-5.000 kWh	158	1,2%	38	0,4%	4.116
5.000-15.000 kWh	205	1,5%	28	0,3%	7.393
> 15.000 kWh	104	0,8%	4	0,0%	29.716
TOTALE DOMESTICI	13.728	100%	8.866	100%	1.548

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.33 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023 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	101	76	1.320
0-1.000 kWh	9	43	203
1.000-1.800 kWh	17	12	1.412
1.800-2.500 kWh	21	10	2.153
2.500-3.500 kWh	18	6	2.961
3.500-5.000 kWh	15	4	4.097
5.000-15.000 kWh	13	2	7.410
> 15.000 kWh	7	0	39.746
Bioraria	13.627	8.790	1.550
0-1.000 kWh	1.438	3.394	424
1.000-1.800 kWh	3.301	2.365	1.396
1.800-2.500 kWh	3.146	1.479	2.127
2.500-3.500 kWh	2.893	990	2.922
3.500-5.000 kWh	1.640	403	4.069
5.000-15.000 kWh	1.024	152	6.750
> 15.000 kWh	185	7	26.933
TOTALE	13.728	8.866	1.548

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il confronto tra i consumi unitari dei clienti con prezzo monorario e quelli dei clienti con prezzo biorario non mostra differenze particolarmente rilevanti per le classi intermedie (da 1.000 a 5.000 kWh – Tav. 2.33). Nella prima classe il consumo medio dei clienti con prezzo biorario è doppio rispetto a quello dei clienti con prezzo monorario (424 contro 203 kWh), mentre nelle due classi più grandi accade l'opposto: i clienti con contratto biorario

che consumano da 5.000 a 15.000 kWh/anno consumano in media il 9% in meno di quelli con contratto monorario; nella classe "oltre 15.000 kWh" risultano consumare il 32% in meno. Per entrambe le tipologie di contratto la prima classe risulta la più numerosa in termini di clienti: il 55,7% dei punti con prezzo monorario e il 38,6% dei punti con contratto biorario, infatti, sono concentrati in questa classe. Per entrambe le tipologie di contratto, i consumi si concentrano nelle classi centrali, ovvero dalla seconda alla quarta, che assorbono, rispettivamente, il 71% e l'81% dell'energia totale.

TAV. 2.34 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023 per tipologia e per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)*

REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	702	463	91	152	793	616
Valle d'Aosta	13	9	13	25	26	34
Lombardia	1.898	1.090	203	231	2.100	1.321
Trentino-Alto Adige	198	121	39	62	237	183
Veneto	1.124	576	118	139	1.242	715
Friuli-Venezia Giulia	260	156	28	43	288	200
Liguria	318	227	70	125	388	353
Emilia-Romagna	817	448	97	124	914	572
Toscana	695	399	133	134	827	534
Umbria	119	69	21	23	140	92
Marche	286	169	34	51	320	220
Lazio	1.351	738	238	205	1.588	944
Abruzzo	212	135	37	79	249	213
Molise	47	35	8	18	55	53
Campania	1.271	656	142	123	1.413	779
Puglia	746	421	127	146	873	567
Basilicata	94	66	12	23	105	89
Calabria	397	232	76	117	473	348
Sicilia	983	518	190	199	1.173	716
Sardegna	430	226	92	92	522	317
ITALIA	11.959	6.752	1.769	2.114	13.728	8.866

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.34 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela, sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori.

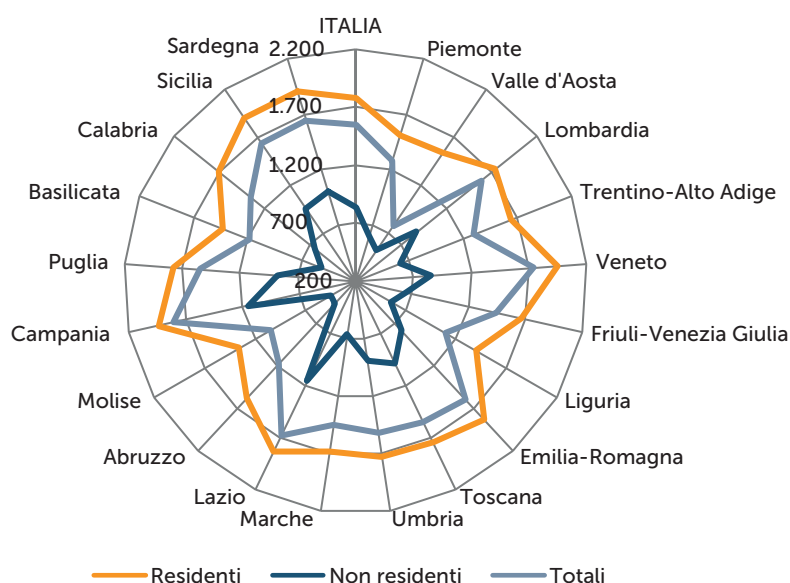
La Lombardia si conferma la regione più rilevante, in cui è localizzato il 12,3% dei punti di prelievo. Seguono il Lazio (10,8%), la Campania (10,5%), la Sicilia (9%), la Puglia (8,2%), il Veneto e l'Emilia-Romagna (entrambi al 6,8%), la Toscana (6,7%) e il Piemonte (5,8%). Le prime nove regioni, quindi, rappresentano complessivamente il 76,9% dei punti di prelievo serviti in maggior tutela e l'81,3% dei volumi. Altre nove regioni presentano una quota compresa

tra il 4% e l'1%, mentre il numero di punti del Molise e della Valle d'Aosta è inferiore all'1% del totale. Per quanto riguarda la ripartizione tra residenti e non residenti all'interno delle singole regioni, si osserva che la maggiore vocazione turistica fa sì che Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Liguria, Abruzzo, Molise, Calabria, Sardegna e Puglia siano le regioni con la quota maggiore di non residenti (tra un terzo e un quarto, tranne la Valle d'Aosta, in cui tale quota supera i due terzi). Al contrario, Campania, Lombardia ed Emilia-Romagna sono le regioni in cui la quota di clienti non residenti è più bassa e compresa tra il 15,8% e il 21,6%.

Come negli anni scorsi, i consumi medi restano relativamente poco differenziati tra le regioni, in particolare quelli dei clienti residenti (Fig. 2.19). Il consumo più elevato tra i residenti si registra in Veneto, dove supera di 181 kWh la media nazionale.

Viceversa, la regione con il consumo unitario più basso è il Molise, dove si acquistano 414 kWh in meno della media nazionale. Altre regioni che mostrano valori per i clienti residenti sensibilmente differenti dalla media nazionale sono la Campania (+167 kWh), la Sardegna (+133 kWh) e la Sicilia (+127 kWh) in positivo, mentre si discostano in negativo la Liguria (-375 kWh), la Basilicata (-346 kWh) e il Piemonte (-256 kWh).

FIG. 2.19 Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2023



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti del servizio di maggior tutela relativi agli usi non domestici dell'energia elettrica (esclusa l'illuminazione pubblica), la tavola 2.35 propone la ripartizione per classe di consumo dei volumi dei punti di prelievo (0,3 milioni) e dei volumi (circa 690 GWh). Si tratta di quantitativi residuali perché, come sottolineato più sopra, la clientela non domestica è stata servita in questo mercato per pochi mesi.

Circa il 45% dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (< 5 MWh/anno), che costituiscono il 90% della platea di tali consumatori. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende il 6,4% dei punti di prelievo e assorbe il 22,7% dell'elettricità venduta. Pertanto, il 96% dei clienti non domestici serviti in tutela ha avuto consumi annui inferiori a 10 MWh.

TAV. 2.35 *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela nel 2023 per classe di consumo e di potenza (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	309	44,7%	317	89,9%	975
5-10 MWh	157	22,7%	23	6,4%	6.962
10-15 MWh	85	12,3%	7	2,0%	12.186
15-20 MWh	52	7,6%	3	0,9%	17.255
20-50 MWh	78	11,3%	3	0,8%	27.010
50-100 MWh	6	0,8%	0	0,0%	61.180
100-500 MWh	3	0,4%	0	0,0%	178.261
500-2.000 MWh	1	0,2%	0	0,0%	1.095.318
TOTALE	690	100,0%	352	100,0%	1960

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche per i clienti non domestici "altri usi" la distribuzione regionale di consumi e clienti (Tav. 2.36) evidenzia che la Lombardia è la regione più importante in termini di punti di prelievo (12,3%), seguita a breve distanza da Lazio (10,8%) e Campania (10,5%); queste due regioni presentano, in termini di volumi acquistati, quote ancora più prossime e comprese tra il 12,9% e il 14,6% del totale nazionale. Immediatamente alle loro spalle la Sicilia, con un'incidenza vicina al 9% in termini di punti serviti e 8,5% di volumi. Seguono: Toscana, Emilia-Romagna, Veneto e Piemonte con quote decrescenti e comprese tra il 6,7% e il 5,8% dei punti di prelievo.

Si osservano, anche in questo caso, valori di consumo *pro capite* inferiori all'anno precedente: la media nazionale, pari a 1.960 kWh, presenta un calo del 12% rispetto al 2022 (2.233 kWh), simile a quello riscontrato per i domestici (-11%). Rispetto a questi ultimi, si riscontra una maggiore differenziazione regionale: in particolare il Lazio risulta la regione con il differenziale maggiore del consumo medio rispetto alla media nazionale (+709 kWh), così come il Trentino-Alto Adige (+469 kWh) e la Campania (+441 kWh).

Al contrario, i valori più bassi e fortemente inferiori alla media nazionale si osservano in Abruzzo (-1.033 kWh), in Basilicata (-672 kWh) e nelle Marche (-456 kWh), come si può osservare nella figura 2.20.

TAV. 2.36 *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela nel 2023 per tipologia e per regione (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)*

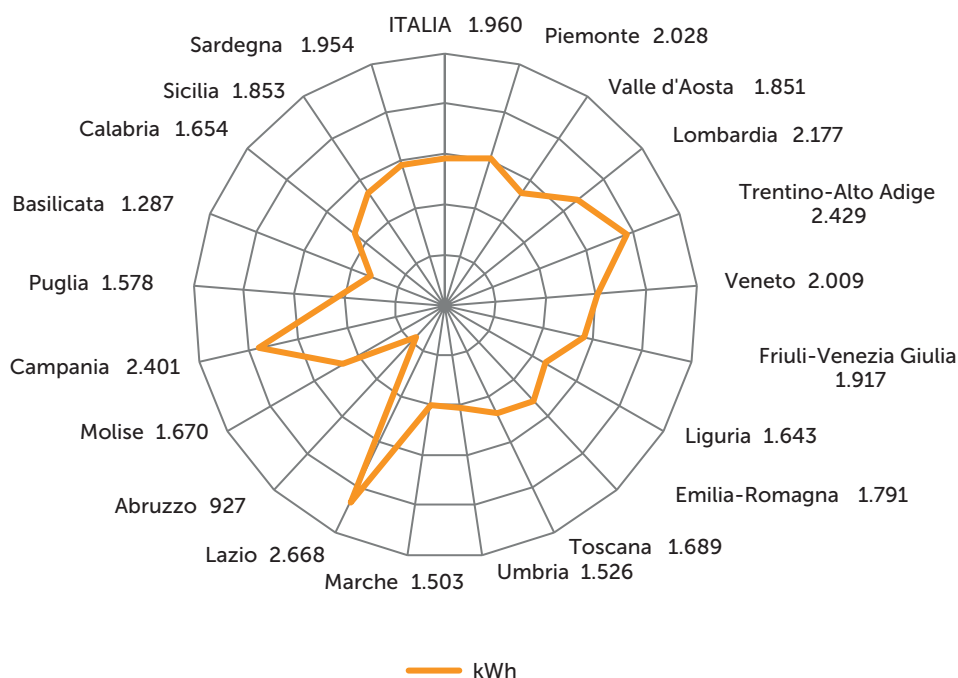
REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	41	20	2.028
Valle d'Aosta	1	1	1.851
Lombardia	95	43	2.177
Trentino-Alto Adige	14	6	2.429
Veneto	48	24	2.009
Friuli-Venezia Giulia	10	5	1.917
Liguria	19	12	1.643

(segue)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Emilia-Romagna	43	24	1.791
Toscana	40	23	1.689
Umbria	6	4	1.526
Marche	13	9	1.503
Lazio	101	38	2.668
Abruzzo	14	15	927
Molise	3	2	1.670
Campania	89	37	2.401
Puglia	46	29	1.578
Basilicata	6	4	1.287
Calabria	21	13	1.654
Sicilia	59	32	1.853
Sardegna	21	11	1.954
ITALIA	690	352	1.960

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.20 Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2023



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per i clienti non domestici "altri usi" la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98% dei punti di prelievo e al 96,4% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria,

che riguarda l'1,8% dei punti di prelievo e il 3,4% dell'energia. Ancora più marginale è la quota della tariffa bioraria, con cui viene fatturato lo 0,3% dei clienti e lo 0,2% dell'energia acquistata.

Infine, anche per quanto riguarda il segmento della maggior tutela relativo all'illuminazione pubblica, la tavola 2.37 riporta i dati rilevati per il 2023 che sono in fortissima caduta, tenuto conto che anche questa tipologia di clienti è uscita dal servizio a partire dal secondo trimestre dell'anno. Nel 2023 sono stati serviti in maggior tutela 356 punti che hanno acquisito 4,1 GWh, in diminuzione del 64,3% rispetto all'anno precedente. Il consumo unitario medio è risultato pari a 11.395 kWh, in forte aumento rispetto ai 3.514 kWh del 2022.

Circa il 60% dei punti di prelievo si colloca nella classe di consumo più piccola (fino a 5 MWh), che assorbe però l'8% dell'energia venduta per illuminazione pubblica; mentre nella quinta classe, quindi con un consumo fino a 50 MWh, si registra il 25,7% dell'energia venduta. L'insieme delle prime tre classi di consumo (da 0 a 15 MWh) raccoglie invece l'82% dei punti di prelievo e il 26% dell'energia. Tre quarti dell'energia è acquistata dai punti con consumo annuo superiore a 15 MWh e, in particolare, da quelli collocati nelle classi di consumo tra 20 e 100 MWh, che insieme assorbono il 41% dell'energia, benché comprendano solo il 12,6% dei punti.

TAV. 2.37 *Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)*

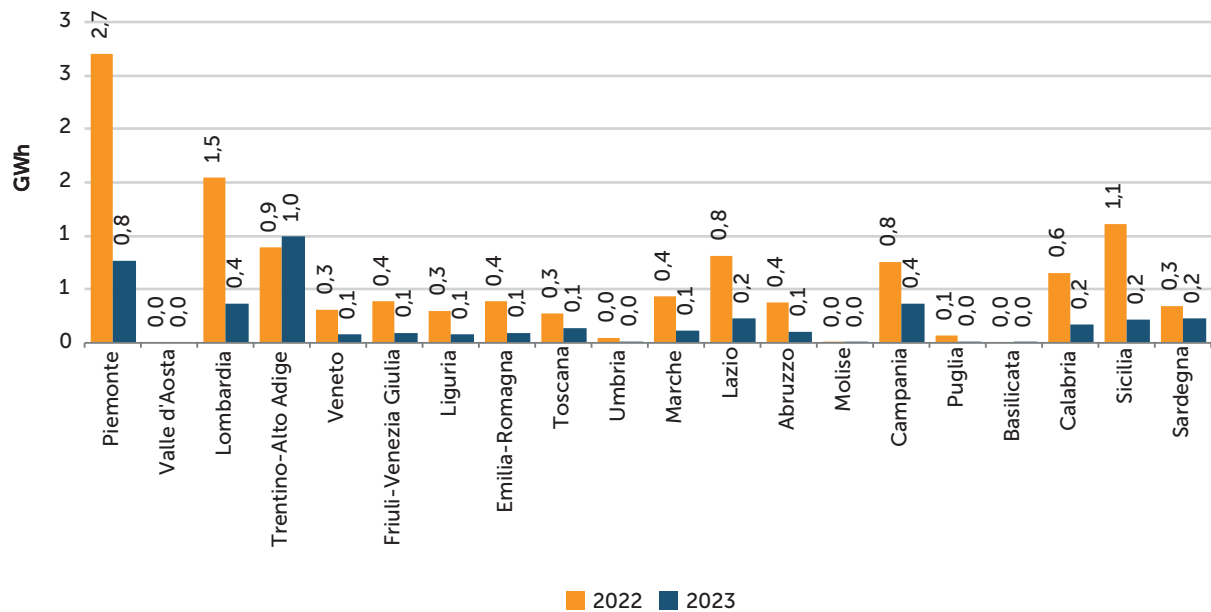
CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	0,3	60,1%	214	60,1%	1.586
5-10 MWh	0,4	14,0%	50	14,0%	7.251
10-15 MWh	0,3	7,9%	28	7,9%	12.390
15-20 MWh	0,3	4,9%	17	4,9%	17.148
20-50 MWh	1,0	9,9%	35	9,9%	29.576
50-100 MWh	0,6	2,7%	10	2,7%	66.919
100-500 MWh	0,0	0,1%	0,4	0,1%	102.814
500-2.000 MWh	1,0	0,4%	1	0,4%	785.910
TOTALE	4,1	100%	356	100%	11.395

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella figura 2.21 si può osservare l'energia acquistata, tramite il servizio di maggior tutela, per l'illuminazione pubblica nel 2022 e nel 2023, con la ripartizione tra le regioni. I volumi maggiori si osservano in Trentino-Alto Adige (quasi 1 GWh).

I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere il servizio di maggior tutela nel 2023 sono 107, due in meno rispetto al 2022. Le operazioni societarie più rilevanti che hanno riguardato gli esercenti del servizio nel corso del 2023 sono le seguenti:

- il 1° gennaio il Comune di Tires ha cessato l'attività, cedendola a Edyna;
- il 1° aprile il Comune di Cavalese ha ceduto l'attività a Dolomiti Energia e il Comune di Francavilla di Sicilia ha ceduto l'attività a Servizio Elettrico Nazionale.

FIG. 2.21 Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel servizio di maggior tutela per regione

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.38 Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2023 (volumi in GWh)

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Servizio Elettrico Nazionale	12.126	84,1%	1°
Acea Energia	978	6,8%	2°
A2A Energia	440	3,0%	3°
Iren Mercato	206	1,4%	4°
Dolomiti Energia	158	1,1%	5°
Estenergy	64	0,4%	7°
Alperia Smart Services	61	0,4%	6°
Hera Comm	56	0,4%	8°
Agsm Aim Energia	43	0,3%	9°
CVA Energie	27	0,2%	11°
Amet	26	0,2%	10°
Prometeo	18	0,1%	12°
Odoardo Zecca	18	0,1%	15°
S.I.P.I.C.	14	0,1%	13°
Società Elettrica Liparese	13	0,1%	16°
Altri esercenti	176	1,2%	-
TOTALE	14.422	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.38 illustra, infine, le prime 15 imprese che hanno gestito nel 2023 il servizio di maggior tutela con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente.

La quota del principale esercente, Servizio Elettrico Nazionale del gruppo Enel, è scesa all'84,1% (1,1 punti in meno del 2022), un calo lieve si riscontra anche nelle quote di mercato di Alperia (-0,1%), di Amet (-0,03%) e di S.I.P.P.I.C. (-0,01%); tutti gli altri esercenti registrano un aumento della quota di mercato se pur ridotto. Le prime 5 posizioni restano stabili rispetto all'anno 2022, salgono invece Estenergy, Società Elettrica Liparese e CVA Energie che guadagnano una posizione, mentre Odoardo Zecca sale di due posizioni. I 92 esercenti che non sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,2% del servizio di maggior tutela, come nell'anno precedente.

Non si registrano variazioni nella misura del grado di concentrazione, in termini sia di indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, calata al 94,2%) sia di indice HHI, sceso da 7.307 del 2022 a 7.221 del 2023 (si ricorda che il valore di 10.000 indica la concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore).

Servizio a tutele gradualì per le piccole imprese

Il servizio a tutele gradualì 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 non hanno scelto un'offerta in tale mercato dopo la rimozione della tutela di prezzo (mercato di maggior tutela³⁸). In base alle scadenze definite dal legislatore, il servizio di maggior tutela è cessato, a partire dal 1° gennaio 2021, dapprima per le piccole imprese di energia elettrica connesse in bassa tensione³⁹ e per le micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW e, dal 1° gennaio 2023, per tutte le altre micro-imprese. Dal 2023, pertanto, il servizio a tutele gradualì è stato differenziato in due segmenti: quello per le piccole imprese e quello per le micro-imprese.

Entrambi i servizi vengono erogati da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali. Ogni area territoriale è servita da un solo fornitore, il quale può anche servire più aree contemporaneamente, laddove abbia partecipato e sia risultato vincitore in più aree per l'aggiudicazione del servizio.

Al fine di mitigare temporaneamente l'impatto delle raccolte dati sugli operatori rispondenti, nell'indagine annuale, per il 2023 non è stata prevista la separazione esplicita dei dati relativi al servizio a tutele gradualì per le piccole imprese da quelli relativi al servizio a tutele gradualì per le micro-imprese. Le analisi di dettaglio esposte nel seguito, tuttavia, sono state distinte per i due servizi e derivano da elaborazioni e stime che l'Autorità ha effettuato sui dati raccolti.

L'Autorità ha stabilito che il servizio a tutele gradualì per le piccole imprese venga erogato per un periodo di tre anni, dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024, da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali per ciascuna delle quattro aree territoriali appositamente definite, come indicato nella tavola 2.39. Al termine di tale periodo il servizio sarà assegnato agli operatori in esito a nuove aste.

³⁸ Legge n. 124/2017, come da ultimo modificata dal decreto legge 18 novembre 2022, n. 176 convertito con legge 13 gennaio 2023, n. 6.

³⁹ 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.

Le condizioni contrattuali del servizio corrispondono a quelle delle Offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (Offerte PLACET), definite dall'Autorità, 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 Prezzo unico nazionale 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 il servizio a tutele graduali in ciascuna area territoriale di assegnazione del servizio.

TAV. 2.39 *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	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.

Le stime basate sui dati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2023 nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese sono stati venduti 1,5 TWh a 92.700 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*; Tav. 2.40). Rispetto al 2022, i consumi si sono ridotti (-0,8 TWh, -35%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 43 mila unità (-32%).

TAV. 2.40 *Servizio a tutele graduali 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		
	2022	2023 ^(A)	VARIAZIONE	2022	2023 ^(A)	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	182,2	148,6	-18,5%	14,4	12,1	-16,0%
Altri usi	2.120,8	1.357,4	-36,0%	121,8	80,6	-33,8%
TOTALE	2.303,0	1.505,9	-34,6%	136,2	92,7	-31,9%

(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 micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito del servizio, la tipologia di cliente più numerosa è quella dei clienti non domestici con consumi diversi dall'illuminazione pubblica (o clienti "altri usi"), che hanno consumato circa 1,3 GWh e annoverano circa 81.000 punti di prelievo, per un consumo unitario di 16.839 kWh, in calo del 3% rispetto a quello dell'anno precedente (17.412 kWh).

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 17,6% dei consumi della categoria. La maggior parte dei consumi (74,4%) è concentrato nelle tre classi medio-grandi (da 20 a 500 MWh/anno) che includono il 22,5% 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. 2.41).

TAV. 2.41 Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023^(A) 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	72,7	4,8%	46,3	50,0%	1.568
5-10 MWh	93,8	6,2%	12,3	13,3%	7.613
10-15 MWh	98,7	6,6%	7,8	8,4%	12.683
15-20 MWh	95,5	6,3%	5,4	5,8%	17.758
20-50 MWh	446,7	29,7%	13,9	15,0%	32.129
50-100 MWh	337,0	22,4%	4,9	5,3%	68.790
100-500 MWh	337,3	22,4%	2,0	2,2%	165.096
500-2.000 MWh	21,8	1,4%	0,0	0,0%	671.108
2.000-20.000 MWh	2,4	0,2%	0,0	0,0%	6.091.423
TOTALE	1.505,9	100,0%	92,7	100,0%	16.245

(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 micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Analizzando la condizione economica delle piccole imprese in tale servizio si evince che la quasi totalità (97,7%) ha un contratto con tariffa multioraria (Tav. 2.42) sia in termini di punti, sia in termini di volumi. Molto marginale la monoraria (circa 2% dei punti e dei volumi) e praticamente assente la bioraria.

TAV. 2.42 Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023^(A) per condizione economica (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	31,0	2,1%	2,1	2,3%
Bioraria	4,3	0,3%	0,1	0,1%
Multioraria	1470,7	97,7%	90,4	97,6%
TOTALE	1505,9	100,0%	92,7	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 micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione regionale dei clienti è illustrata nella tavola 2.43. 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 da Lazio (10,9%), Campania (9%) e Veneto (8,6%); 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 Veneto (9,5%), l'Emilia-Romagna (8,8%), la Campania (8,1%) e il Piemonte (7,6%); le rimanenti hanno quote inferiori al 7%.

TAV. 2.43 Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023^(A) per regione (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	102,3	7,1	14.484
Valle d'Aosta	1,9	0,1	15.271
Lombardia	280,7	17,5	16.075
Trentino-Alto Adige	19,3	1,2	16.190
Veneto	129,1	8,8	14.614
Friuli-Venezia Giulia	26,9	1,6	16.742
Liguria	34,8	3,2	10.988
Emilia-Romagna	117,1	8,1	14.398
Toscana	95,5	4,9	19.388
Umbria	15,5	1,2	12.657
Marche	29,3	2,5	11.924
Lazio	164,9	6,0	27.421
Abruzzo	25,3	2,0	12.401
Molise	8,5	0,8	10.169
Campania	135,3	7,5	18.071
Puglia	90,3	5,0	18.230
Basilicata	14,1	1,1	12.728
Calabria	60,6	4,9	12.260
Sicilia	107,3	5,6	19.039
Sardegna	47,2	3,5	13.523
ITALIA	1.505,9	92,7	16.245

(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 micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il consumo medio nazionale è pari a 16.245 kWh; presentano valori sensibilmente superiori il Lazio (+69%), la Toscana (+19%) e la Sicilia (+17%). Di converso sono nettamente inferiori i consumi medi registrati in Molise (-37%), in Liguria (-32%) e nelle Marche (-27%).

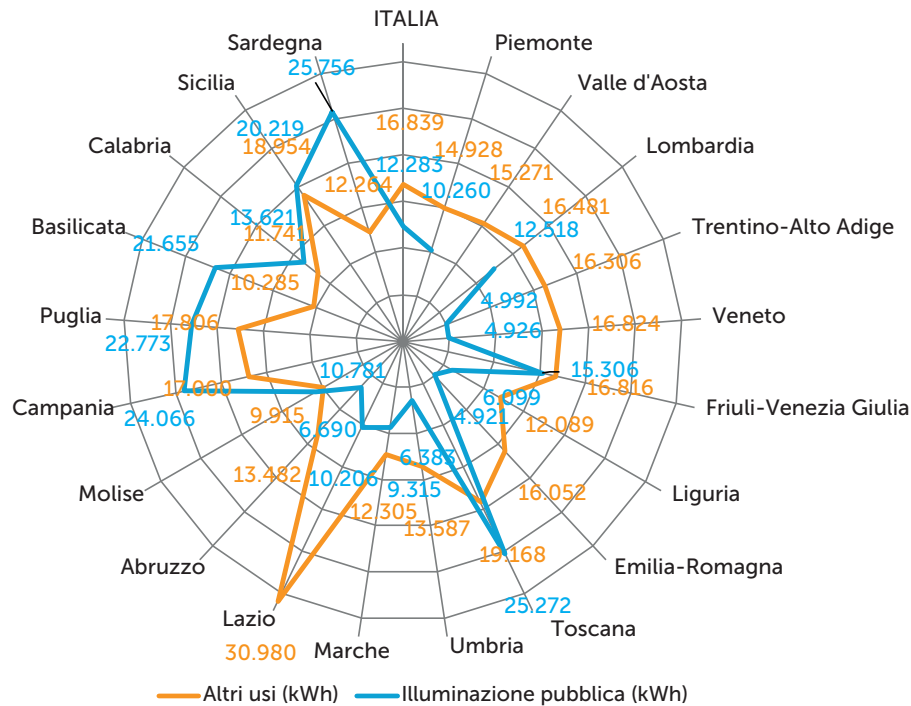
Nella figura 2.22 è indicata la ripartizione dei consumi medi regionali dei clienti che utilizzano l'energia per l'illuminazione pubblica e per gli altri usi; a livello nazionale il consumo medio delle utenze altri usi è più elevato di quello delle utenze relative all'illuminazione pubblica di circa il 27%.

I clienti finali non domestici "altri usi" registrano per il 2023 un consumo medio di 16.839 kWh; a livello regionale si discostano sensibilmente dal valore medio nazionale il Lazio (+14.140 kWh), la Basilicata (-6.555 kWh) e il Molise (-6.924 kWh).

Le utenze di illuminazione pubblica hanno un consumo medio di 12.283 kWh; a livello regionale si registrano differenze, con un consumo superiore alla media nazionale, in Sardegna (di 13.473 kWh), in Toscana (+12.989 kWh)

e in Sardegna (+10.490 kWh), mentre, all'opposto, evidenziano un valore inferiore alla media nazionale il Veneto (-7.357 kWh), il Trentino-Alto Adige (-7.292 kWh) e l'Emilia-Romagna (-7.362 kWh).

FIG. 2.22 Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023^(A)



(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 micro-imprese. Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Servizio a tutele graduali per le micro-imprese

L'Autorità ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per le micro-imprese, rivolto ai clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW, 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. Nella tavola 2.44 è riportato il nominativo del soggetto esercente il servizio per ciascuna delle dodici aree territoriali in cui è suddiviso.

Le condizioni contrattuali sono analoghe a quelle delle Offerte PLACET e, con riferimento alle condizioni economiche, 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 realizzati (c.d. PUN ex post). Inoltre, nell'ambito di detto servizio è, tra l'altro, 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.

Le stime basate sui dati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2023 nel servizio a tutele graduali per le micro-imprese sono stati venduti 1,5 TWh a 827.000 punti di prelievo (anche qui calcolati con il criterio del *pro die*) (Tav. 2.45).

TAV. 2.44 *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, Benevento, Brindisi, Trani, Foggia, Lecce, comune di Napoli, Salerno	Acea Energia
Sicilia	A2A Energia

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.45 *Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023^(A) 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
Illuminazione pubblica	4,3	0,7	6.001
Altri usi	1.542,4	825,9	1.867
TOTALE	1.546,7	826,7	1.871

(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 micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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. I clienti non domestici "altri usi" hanno consumato circa 1,5 TWh e annoverano circa 827 mila punti di prelievo, per un consumo medio di 1.865 kWh, rispetto all'illuminazione pubblica che registra un consumo medio di 6.000 kWh.

Le utenze "altri usi" presentano profili di consumo molto simili alle utenze domestiche: i dati infatti mostrano un livello di consumo medio analogo e una distribuzione dei volumi nell'ambito delle classi di consumo altrettanto simile (Tav. 2.46). Il 79,3% dei volumi è concentrata nelle prime tre classi di consumo (fino a 15 MWh), di cui quasi il 50% è incluso nella classe più piccola, quella con un consumo inferiore a 5 MWh. In termini di punti, la quasi totalità si colloca nella prima fascia di consumo (91,8%).

TAV. 2.46 Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023^(A) 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	753,1	48,7%	759,5	91,8%	993
5-10 MWh	307,6	19,9%	42,5	5,1%	7.240
10-15 MWh	166,3	10,8%	13,1	1,6%	12.665
15-20 MWh	99,5	6,4%	5,6	0,7%	17.710
20-50 MWh	183,1	11,8%	6,6	0,8%	27.945
50-100 MWh	14,5	0,9%	0,2	0,0%	60.526
100-500 MWh	0,8	0,0%	0,0	0,0%	152.544
500-2.000 MWh	1,8	0,1%	0,0	0,0%	963.026
2.000-20.000 MWh	19,9	1,3%	0,0	0,0%	3.787.485
TOTALE	1.546,7	100,0%	827,6	100,0%	1.871

(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 micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La disaggregazione delle micro-imprese per tipo di tariffazione nel servizio a tutele graduali (Tav. 2.47) 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, che interessa l'11% circa dei punti e dei volumi, è marginale ma leggermente più importante rispetto a quella delle piccole imprese (dove interessa il 2% circa dei punti e dei volumi) e praticamente assente la bioraria.

TAV. 2.47 Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023^(A) per condizione economica (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	174,5	11,3%	85,3	10,3%
Bioraria	1,5	0,1%	0,4	0,1%
Multioraria	1370,6	88,6%	740,9	89,6%
TOTALE	1546,7	100,0%	826,7	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 micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella distribuzione regionale dei clienti (Tav. 2.48) il Lazio emerge come la regione che assorbe la quota maggiore dei consumi totali, pari al 15,5%, ma anche la Campania (13,1%) e la Lombardia (12,1%) possiedono una quota simile; tutte le altre regioni hanno quote inferiori al 9%. In termini di punti di prelievo la distribuzione non muta: le principali regioni in cui è diffuso il servizio sono il Lazio (13%), la Lombardia (11,6%) e la Campania (10,6%); le rimanenti hanno tutte quote inferiori al 9%.

Il consumo medio nazionale è pari a 1.871 kWh; pur non riscontrando differenze sostanziali, gli unici territori che mostrano le differenze più consistenti risultano la Campania, che ha un consumo medio superiore alla media nazionale di 434 kWh (+23%) e il Lazio (348 kWh, +19%); all'opposto, Basilicata, Marche e Umbria mostrano un consumo inferiore alla media nazionale rispettivamente di 710 kWh (-38%), 510 kWh (-27%) e 478 kWh (-26%).

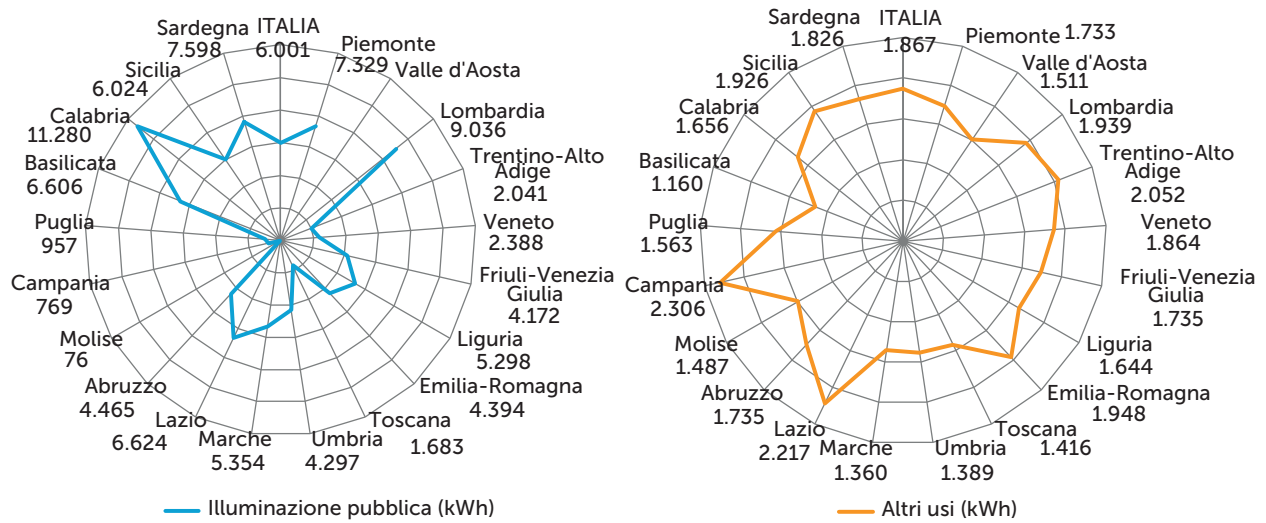
TAV. 2.48 Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023^(A) per regione (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	88,9	50,7	1.752
Valle d'Aosta	2,6	1,7	1.511
Lombardia	187,5	96,4	1.945
Trentino-Alto Adige	27,9	13,6	2.052
Veneto	103,1	55,3	1.864
Friuli-Venezia Giulia	21,3	12,2	1.742
Liguria	44,1	26,8	1.650
Emilia-Romagna	115,7	59,4	1.949
Toscana	80,9	57,1	1.416
Umbria	13,8	9,9	1.393
Marche	29,6	21,8	1.361
Lazio	239,1	107,7	2.219
Abruzzo	26,2	15,1	1.739
Molise	5,5	3,7	1.487
Campania	202,3	87,8	2.305
Puglia	103,4	66,1	1.563
Basilicata	11,6	10,0	1.161
Calabria	50,2	30,1	1.667
Sicilia	147,2	76,2	1.931
Sardegna	45,9	25,1	1.827
ITALIA	1.546,7	826,7	1.871

(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 micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella figura 2.23 si può osservare la ripartizione regionale dell'energia acquistata nel 2023 per illuminazione pubblica e per altri usi, tramite il servizio a tutele graduali per le micro-imprese: le utenze "altri usi" hanno consumo medio nazionale pari a 1.867 kWh, decisamente inferiore ai 6.001 kWh per gli usi di illuminazione pubblica (-69%). Inoltre, mentre la distribuzione dei consumi medi regionali per gli altri usi è piuttosto uniforme, quella per le utenze di illuminazione pubblica evidenzia un andamento molto meno omogeneo, con differenze regionali più marcate rispetto alla media nazionale: in Calabria e in Lombardia le utenze di illuminazione pubblica possiedono un consumo maggiore rispettivamente del 47% e del 34%. Campania, Puglia e Toscana, invece, hanno un consumo inferiore alla media rispettivamente di 5.232 kWh (-681%), 5.044 (-527%) e 4.318 kWh (-257%); spiccano però il Molise, il cui consumo medio per illuminazione pubblica è estremamente piccolo, pari solo a 76 kWh, e la Valle d'Aosta che non risulta avere punti di consumo su questo utilizzo.

FIG. 2.23 Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023^(A)


(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 micro-imprese.

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 2023 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 218,6 TWh (4,7 TWh in meno del 2022), a poco più di 27 milioni di clienti, cresciuti del 9% rispetto al 2022.

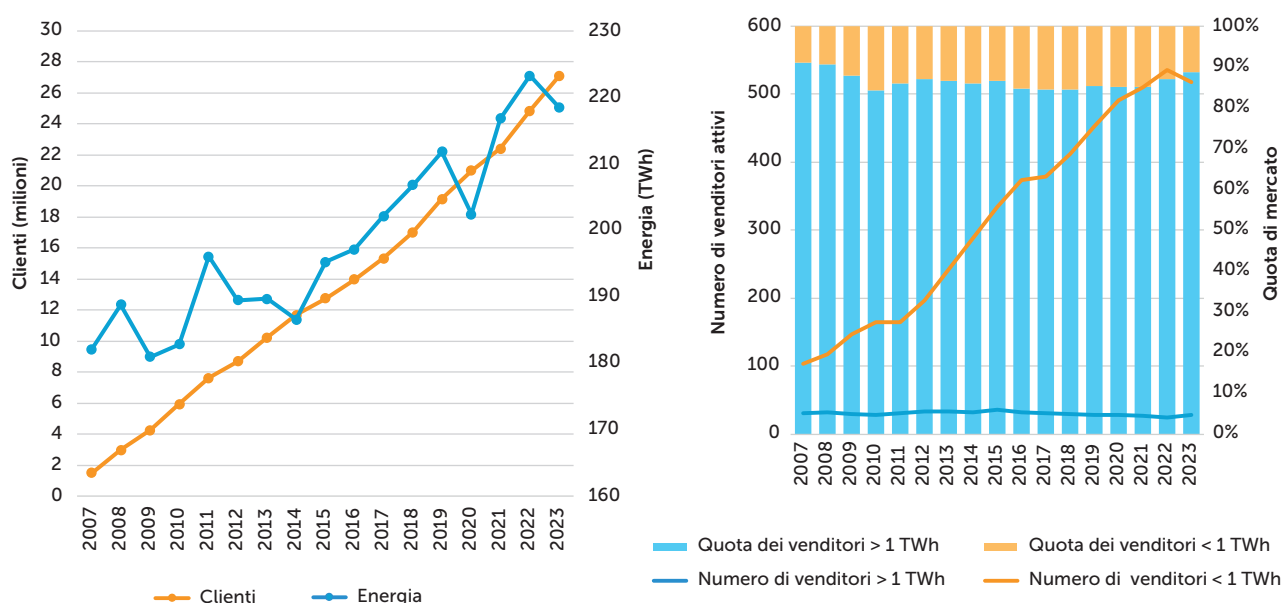
Dalla sua apertura, nel 2007, il mercato libero registra una costante e marcata crescita dei clienti, così come l'energia che ha intermediato e il numero di venditori che vi operano. In sedici anni è cresciuto del 20% in termini di energia venduta e i punti serviti sono passati da 1,5 a 27 milioni, benché tale espansione non abbia mantenuto sempre lo stesso ritmo e, anzi, nell'arco del tempo abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto (Fig. 2.24). Il 2023 è stato appunto un anno di pausa nella crescita delle quantità vendute, nonostante la notevole espansione del numero di clienti serviti.

A prescindere dall'andamento del mercato, comunque, il numero di venditori attivi è cresciuto ininterrottamente dal 2007. Il 2023 risulta essere il primo anno in cui tale tendenza si è interrotta. Ciò è probabilmente dovuto al fatto che nel 2023 è andato a regime l'Elenco venditori di energia elettrica⁴⁰ (il c.d. EVE), che ha imposto alle imprese che vogliono svolgere l'attività di vendita di energia elettrica una serie di requisiti per ottenere l'autorizzazione a operare. Al momento dell'avvio dell'EVE, i venditori già presenti nel mercato erano stati tutti autorizzati provvisoriamente, ma il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, che gestisce l'elenco, ha successivamente svolto i necessari accertamenti per verificare la sussistenza dei requisiti, ritirando l'autorizzazione alle imprese che non li rispettavano. Il numero degli operatori attivi nel mercato nel 2023 è quindi stato ridotto dalle uscite imposte dal Ministero.

40 Istituito dalla legge 4 agosto 2017, n. 124, e disciplinato dal regolamento adottato dal Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022, n. 164.

Nel 2023, infatti, in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, le imprese attive nel mercato libero sono risultate 546, 14 in meno rispetto al 2022 (-2,5%) (Tav. 2.46). Poiché nel frattempo le vendite si sono ridotte in misura leggermente inferiore (2,1%), il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è rimasto sostanzialmente invariato, dopo anni di costante diminuzione. Nel 2023, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano nel mercato libero è risultato pari a 400 GWh, anziché i 399 GWh registrati nel 2022. Rispetto a quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato, pari a 1.349 GWh, il valore attuale è 3,4 volte inferiore.

FIG. 2.24 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2022, i venditori di grandissima dimensione sono diventati cinque: a Enel Energia, A2A Energia, Edison e Axpo Italia, già presenti negli anni precedenti, si è aggiunto Hera Comm, le cui vendite hanno superato la soglia di 10 TWh. Il numero dei venditori di grande dimensione (cioè con vendite comprese tra 5 e 10 TWh) è invece diminuito di tre unità; nel 2023, infatti, sono rimaste in questo gruppo solo Eni Plenitude ed Engie Italia, perché Hera Comm è passata alla classe superiore, mentre Alperia Smart Service e Acea Energia non hanno superato la soglia dei 5 TWh.

La classe di soggetti con vendite tra 1 e 5 TWh che nel 2022 contava 16 imprese, quest'anno ne annovera 21: sono entrate le due società provenienti dalla classe superiore, insieme con Exergia, Met Energia Italia e Shell Energy Italia. Entrambe le ultime due classi di venditori, invece, registrano un calo del numero di soggetti rispetto al 2022: 7 in meno dalla classe dei piccoli e 10 in meno da quella dei più piccoli (con vendite inferiori a 0,1 TWh).

La porzione di mercato soddisfatta dalle imprese che vendono meno di 1 TWh nel 2023 è scesa all'11,4%, un punto percentuale e mezzo inferiore a quella osservata nel 2022. Come si vede nella parte a destra della figura 2.24, da sedici anni i venditori di più piccole dimensioni (518 imprese nel 2023) si dividono sempre la medesima quota di mercato, quest'anno addirittura lievemente diminuita. Le prime tre classi di operatori, cioè le prime 28 imprese (corrispondenti al 5,1% dei venditori attivi), nel 2023 hanno coperto l'88,6% delle vendite complessive;

nel 2022 le prime tre classi contavano 25 imprese che corrispondevano al 4,5% dei venditori attivi e coprivano l'87,1% del mercato libero.

TAV. 2.49 Attività dei venditori per classe di vendita

CLASSE DI VENDITORI	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Numero di esercenti in maggior tutela	127	123	119	112	109	106
Numero di venditori attivi	441	481	521	537	560	546
Oltre 10 TWh	2	3	4	4	4	5
5-10 TWh	8	7	4	8	5	2
1-5 TWh	19	18	20	15	16	21
0,1-1 TWh	78	74	71	80	72	65
Fino a 0,1 TWh	334	379	422	430	463	453
Volume venduto (TWh)	206,8	211,8	202,4	216,9	223,2	218,6
Oltre 10 TWh	67,6	81,2	90,8	96,7	109,6	118,5
5-10 TWh	56,4	50,5	26,9	51,4	35,2	16,9
1-5 TWh	50,6	48,9	54,6	36,5	49,7	58,3
0,1-1 TWh	26,5	25,0	23,8	25,5	21,5	17,4
fino a 0,1 TWh	5,6	6,2	6,3	6,8	7,3	7,5
Volume medio unitario (GWh)	469	440	389	404	399	400
Oltre 10 TWh	33.798	27.077	22.712	24.180	27.389	23.693
5-10 TWh	7.053	7.217	6.735	6.421	7.037	8.458
1-5 TWh	2.665	2.717	2.731	2.433	3.105	2.775
0,1-1 TWh	340	338	335	319	298	268
fino a 0,1 TWh	17	16	15	16	16	17

Fonte: ARERA, indagine annuale sui settori regolati.

La composizione societaria del capitale sociale delle imprese che operano nella vendita a clienti finali liberi al 31 dicembre 2023, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello⁴¹, mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 34,2% del capitale delle società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (11,6%) e alle imprese energetiche locali (6,1%). Gli enti pubblici e gli istituti finanziari non risultano essere molto presenti nella compagine societaria dei venditori (le rispettive quote sono pari al 2,8% e allo 0,4%), 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 4,1% che è detenuto da soggetti di origine straniera.

Come di consueto, anche nel 2023 sono state comunicate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose variazioni societarie riguardanti l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica (Tav. 2.50).

⁴¹ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

Ventidue imprese hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero elettrico: tra loro, molte sono società che erano già presenti nei mercati energetici con altre attività. Ottanta imprese risultano aver cessato l'attività, un numero molto più ampio del passato perché include le molte operazioni di rettifica sulle attività di società che sono avvenute a seguito dell'operatività dell'EVE del Ministero della transizione ecologica. Oltre alle estinzioni per incorporazione, in corso d'anno è stata comunicata nell'Anagrafica operatori anche l'estinzione per liquidazione della società 3VG Power & Gas.

TAV. 2.50 Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2023 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività	22
Cessione/Acquisizione dell'attività	2
Cessazione dell'attività	80
Estinzioni o avvio di procedure di liquidazione	1
Fusioni/Incorporazioni	7
Modifica di gruppo societario	5
Cambio di ragione sociale	14
Cambio di natura giuridica	6

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Le operazioni di acquisizione e/o cessione dell'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica riguardano: Energia San Cassiano che ha ceduto l'attività a Interessenza Elettrica Vicina Armentarola, e Milano Gas e Luce che ha acquisito l'attività da MGL Holding.

Come sempre le incorporazioni sono avvenute infragrupo, 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 Edison, la società Edison Next Government ha incorporato Edison Facility Solutions, mentre all'interno del gruppo Gas Rimini l'impresa Astea Energia ha incorporato Porto Recanati Gas. Nel mese di giugno Lifegate Energy – Società Benefit ha incorporato Lifegate Energy People e da settembre Enercom ha incorporato ENERpartner (gruppo Enercom); in ottobre Hera Comm ha incorporato Con Energia (entrata nel gruppo Hera in aprile) e da novembre Eni Plenitude Società Benefit ha incorporato PLT Puregreen (che era entrata nel gruppo Eni a luglio). Infine, in chiusura d'anno, Enegan ha incorporato Gopower (gruppo Enegan).

Per quanto attiene invece ai cambiamenti d'appartenenza a gruppi societari si segnalano tra gli altri: Lifegate Energy che è entrata nel gruppo Newatt da marzo, quando la capogruppo Newatt ne ha acquisito il 55% del capitale sociale; in ottobre Milano Gas e Luce è entrata a far parte del gruppo EG Holding (cioè da quando Milano Gas e Luce Holding ha ceduto il 51% delle quote del capitale sociale a Vivigas, che fa parte del gruppo) e B2G Sicity (che è la vecchia Erg Power) è entrata a far parte del gruppo Achernar con l'acquisizione da parte di Achernar Energy del 100% del capitale sociale dell'impresa.

Quattordici imprese hanno cambiato ragione sociale, spesso in occasione di modificazioni della loro compagine societaria o di altre operazioni più complesse. Tra queste, a febbraio Facile Energie ha assunto la denominazione

Reale Energia, a settembre Websis ha assunto la denominazione Wow Energia, da novembre MAG.Servizi Energia si chiama Capitolina Servizi Energia, mentre da dicembre Ego Energy è divenuta Mia Power.

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. 2.51) non evidenzia clamorosi movimenti rispetto al 2022: come di consueto, si osserva la predominanza del gruppo Enel, per altro con la quota del 31,1% delle vendite complessive, identica a quella del 2022. In seconda posizione, con una quota largamente inferiore e pari al 7,4%, si trova il gruppo A2A (7,1% nel 2022). È rimasto in terza posizione, sempre con il 6%, il gruppo Edison, che è stato superato dal gruppo A2A nel 2021.

Enel ed Edison hanno registrato entrambi un leggero decremento nelle vendite al mercato libero: -2,2% quello del gruppo Enel, -2,8% quello del gruppo Edison, mentre il gruppo A2A, al contrario, ha evidenziato un lieve incremento (+2,2%). La distanza tra l'*incumbent* e il primo inseguitore è quindi rimasta invariata a 24 punti percentuali. 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%.

È salito invece al quarto posto il gruppo Hera, che nel 2022 era al sesto, grazie a un incremento sostenuto nelle vendite (quasi 21%). All'opposto, Axpo Group è scivolato dalla quarta alla sesta posizione, nonostante la variazione nelle vendite al libero mercato sia stata solo molto lievemente negativa (-1,4%).

Nel 2023, 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 e, di conseguenza, spostamenti nella classifica: si tratta di C.V.A. (+115%), Sorgenia (+36%), Engie (+27%), Nova Coop (+10%), E.On (-36%), Alpiq (28%), Alperia (-24%), Iberdrola (-20%), Iren e Dolomiti Energia (-13%), Acea e Agsm Aim (11%). L'energia venduta dagli altri gruppi non compresi nella classifica dei primi venti è rimasta sostanzialmente invariata (da 30,8 a 30,6 TWh): per questo la porzione di mercato da loro servita è rimasta intorno al 14%.

Non stupisce quindi che il grado di concentrazione nel mercato libero non sia cambiato in modo sostanziale: la quota dei primi tre gruppi è pari al 44,4% (era al 44,2% nel 2022); quella dei primi cinque è pari al 55,7% (dal 54,9% del 2022); l'indice HHI è passato da 1.189 a 1.201, sebbene rimanga lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato.

TAV. 2.51 *Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2023 (volumi in GWh)*

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Enel	67.869	31,1%	1°
A2A	16.196	7,4%	2°
Edison	13.063	6,0%	3°
Hera	12.576	5,8%	6°
Axpo Group	11.936	5,5%	4°

(segue)

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Eni	11.632	5,3%	5°
Engie	8.337	3,8%	7°
Acea	5.223	2,4%	9°
Alperia	4.575	2,1%	8°
Agsm Aim	4.120	1,9%	11°
Duferco	3.999	1,8%	13°
Iren	3.832	1,8%	12°
Repower	3.751	1,7%	14°
Nova Coop	3.687	1,7%	17°
Sorgenia	3.532	1,6%	19°
C.V.A.	3.374	1,5%	22°
Dolomiti Energia	3.174	1,5%	16°
E.On	3.109	1,4%	10°
Iberdrola	2.108	1,0%	18°
Alpiq	1.831	0,8%	20°
Altri operatori	30.638	14,0%	-
TOTALE VENDITORI MERCATO LIBERO	218.565	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 25,8% dei 546 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; il 37,3% dei venditori ha venduto energia elettrica su tutto il territorio nazionale (cioè in almeno 18 regioni); il restante 36,9% 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 2022 era pari al 34,5%.

I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica nel mercato libero sono esposti nella tavola 2.52. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale sono costituiti dalla quota di mercato dei primi tre venditori, o indice C3, calcolata per le singole imprese e non per i gruppi societari, e dalla percentuale dei punti di prelievo serviti dalle stesse tre imprese. La tavola riporta anche il numero di operatori che hanno servito clienti nel territorio regionale.

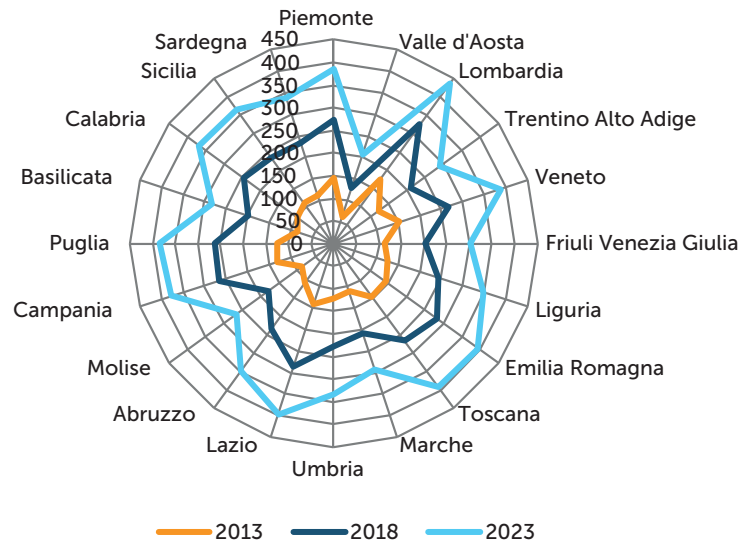
Nel 2023 la concentrazione territoriale è aumentata rispetto all'anno precedente solo in 6 regioni su 20, ma l'incremento è significativo praticamente solo in due regioni: in Molise, dove è salita dal 53,2% al 61,4% e in Emilia-Romagna, dove è salita dal 47,1% al 54,1%. In tutti gli altri territori, l'indice C3 ha registrato una lieve riduzione, in media di 2,5 punti percentuali. Il numero di operatori è ulteriormente cresciuto (Fig. 2.25) ma meno che in passato: in media solo di 3 unità in tutte le regioni, mentre negli anni scorsi aumentava mediamente di 15 unità.

TAV. 2.52 *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	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
Piemonte	381	385	38,8%	37,6%	56,7%	43,9%
Valle d'Aosta	205	208	84,4%	84,4%	77,3%	77,8%
Lombardia	437	437	49,9%	50,2%	57,5%	57,1%
Trentino-Alto Adige	288	292	76,2%	72,6%	79,3%	76,6%
Veneto	376	387	47,6%	43,6%	38,3%	38,9%
Friuli-Venezia Giulia	299	303	53,8%	55,7%	51,6%	51,4%
Liguria	340	349	43,4%	45,1%	59,2%	57,7%
Emilia-Romagna	387	395	47,1%	54,1%	60,1%	60,3%
Toscana	385	393	43,4%	43,0%	55,7%	57,6%
Umbria	298	292	57,7%	57,0%	52,2%	59,9%
Marche	331	332	47,2%	45,3%	52,6%	52,2%
Lazio	396	397	51,9%	48,7%	76,9%	53,0%
Abruzzo	357	350	48,5%	51,1%	58,0%	56,4%
Molise	270	265	53,2%	61,4%	57,8%	59,5%
Campania	379	377	53,5%	52,0%	74,5%	72,6%
Puglia	371	385	52,6%	49,9%	63,1%	65,9%
Basilicata	275	283	55,9%	55,6%	64,4%	64,1%
Calabria	365	367	61,7%	60,7%	77,3%	80,2%
Sicilia	359	366	59,2%	55,4%	73,6%	68,0%
Sardegna	334	337	74,8%	71,5%	71,7%	69,4%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Come in passato, anche nel 2022 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, Toscana e Veneto risultano, nell'ordine, le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 40% delle vendite complessive regionali. Veneto, Piemonte e Friuli-Venezia Giulia 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 in termini sia 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 sia un po' 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 all'80,2%.

FIG. 2.25 Numero di venditori del mercato libero per regione

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (Tav. 2.53) 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 1.860.000 di unità, ovvero del 9,5% rispetto al 2022; 357.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+7,2%), mentre i punti in media tensione sono diminuiti di circa 400 unità (-0,4%). Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un lieve incremento (3,3%) che li ha portati a circa 1.130 unità. Un discreto aumento (+14.000 unità) ha interessato anche gli usi per l'illuminazione pubblica in bassa tensione, mentre quelli in media tensione hanno evidenziato un lievissimo calo.

In termini di energia venduta, invece, con l'eccezione dei clienti domestici, tutti gli altri usi e livelli di tensione hanno registrato un dato in diminuzione. Le vendite ai clienti in bassa tensione sono aumentate dell'1,5% rispetto al 2022, grazie alla crescita del settore domestico, mentre i clienti di illuminazione pubblica e gli altri usi hanno registrato un calo nei consumi; i clienti in media tensione hanno acquistato circa 5,3 TWh in meno dell'anno precedente (5,5%), così come le vendite ai clienti in alta tensione sono diminuite di quasi 1 TWh, registrando un calo del 3,9%.

Come detto, nell'ambito della bassa tensione, gli acquisti dei clienti domestici sono saliti del 5,8% rispetto al 2022, per lo più grazie all'arrivo dei clienti dalla maggior tutela. Nel segmento, l'espansione dei consumi domestici è stata quasi interamente annullata dalla riduzione degli acquisti di elettricità per illuminazione pubblica, caduti di 117 GWh (-3,6%) e degli altri usi (-671 GWh, -1,1%), dove si collocano le realtà commerciali e le piccole imprese.

Complessivamente, i punti di prelievo per illuminazione pubblica serviti nel mercato libero hanno ridotto gli acquisti del 3,9%, pari a 133 GWh in meno rispetto al 2022, nonostante i punti di prelievo siano aumentati in totale del 6%. Analogamente, i consumi degli altri usi (in tutte le tensioni) hanno registrato un calo di quasi 7 TWh (-3,8%), nonostante l'incremento del 7% del numero di punti serviti.

TAV 2.53 Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2022	2023	VARIAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Bassa tensione	103.065	104.602	1,5%	24.739	26.971	9,0%
Domestico	39.939	42.263	5,8%	19.522	21.382	9,5%
Illuminazione pubblica	3.227	3.110	-3,6%	233	248	6,1%
Altri usi	59.899	59.228	-1,1%	4.984	5.341	7,2%
Media tensione	95.632	90.372	-5,5%	101	100	-0,4%
Illuminazione pubblica	229	212	-7,2%	0,76	0,74	-2,9%
Altri usi	95.403	90.160	-5,5%	100	99	-0,4%
Alta e altissima tensione	24.542	23.592	-3,9%	1,09	1,13	3,3%
Altri usi	24.542	23.592	-3,9%	1,09	1,13	3,3%
TOTALE	223.239	218.566	-2,1%	24.841	27.072	9,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In conseguenza di queste variazioni, la quota di energia acquistata dai consumatori connessi in bassa tensione è lievemente salita rispetto al 2022, passando dal 46,2% al 47,9%, quella acquisita dai consumatori connessi in media tensione è scesa dal 42,8% al 41,3%, così come quella dell'alta tensione è scesa dall'11% al 10,8%. Nel 2023 la quota degli "altri usi", ovvero quelli diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica, è risultata pari al 79,1% di tutta l'energia venduta nel mercato libero (era all'80,6% nel 2022), e al 20,1% in termini di punti di prelievo (era al 20,5% nel 2022).

Come di consueto, tra i clienti domestici 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 raccolgono entrambe più di un quarto dei clienti. Tuttavia, anche le due classi immediatamente successive possiedono un peso non troppo dissimile. Di fatto, l'88% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.54). Se si guarda ai volumi di acquisto, invece, la classe più importante risulta quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 22,9% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero; anche le classi limitrofe hanno una discreta incidenza, rispettivamente pari al 20,5% quella inferiore e al 16,7% quella superiore.

TAV. 2.54 Mercato libero domestico nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)

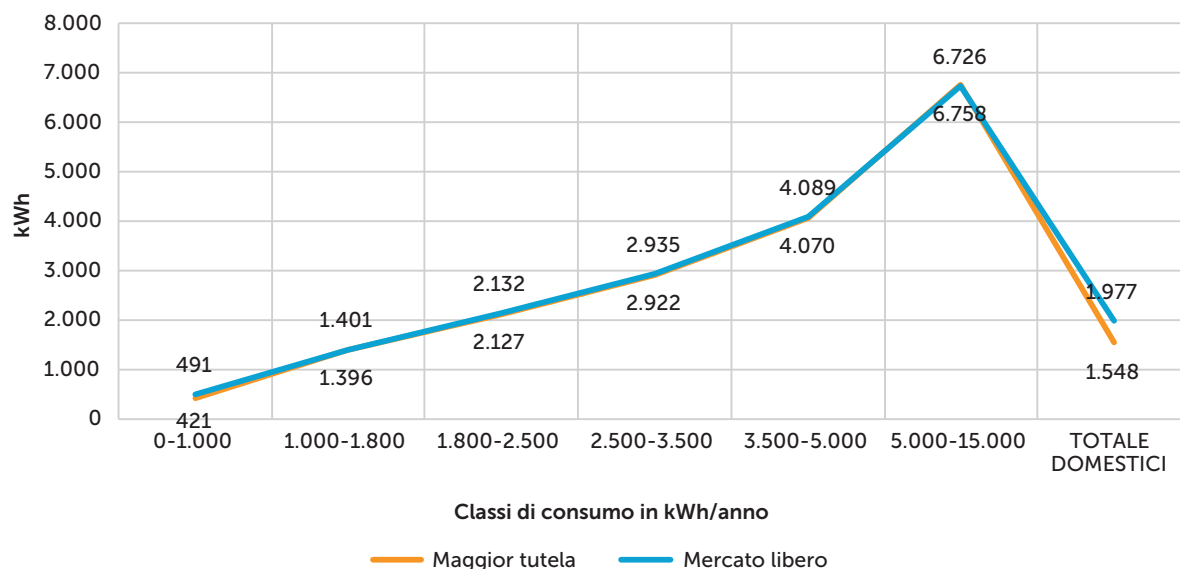
CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	2.859	6,8%	5.826	27,2%	491
1.000-1.800 kWh	7.896	18,7%	5.637	26,4%	1.401
1.800-2.500 kWh	8.659	20,5%	4.061	19,0%	2.132
2.500-3.500 kWh	9.699	22,9%	3.305	15,5%	2.935
3.500-5.000 kWh	7.038	16,7%	1.721	8,0%	4.089
5.000-15.000 kWh	5.413	12,8%	805	3,8%	6.726
> 15.000 kWh	700	1,7%	28	0,1%	25.044
TOTALE DOMESTICI	42.263	100,0%	21.382	100,0%	1.977

(segue)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
DI CUI CON CONTRATTO DUAL FUEL					
< 1.000 kWh	148	5,7%	251	19,9%	590
1.000-1.800 kWh	524	20,2%	371	29,4%	1.412
1.800-2.500 kWh	602	23,2%	281	22,3%	2.138
2.500-3.500 kWh	649	25,0%	221	17,5%	2.936
3.500-5.000 kWh	395	15,2%	95	7,5%	4.148
5.000-15.000 kWh	259	10,0%	42	3,3%	6.174
> 15.000 kWh	22	0,8%	1	0,1%	23.091
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	2.599	100,0%	1.263	100,0%	2.058

Fonte: ARERA, indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.26 Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici del mercato libero e della maggior tutela nel 2023



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 quasi identici a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Fig. 2.26). Per i clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno, invece, il consumo medio nel libero (491 kWh) è del 16,6% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, pari a 421 kWh, così come, per i clienti con consumi maggiori di 15.000 kWh/anno il consumo medio nel libero, pari a 1.977 kWh, risulta dell'8,2% inferiore a quello degli stessi consumatori in maggior tutela (22.044 kWh). A causa delle differenze nelle classi estreme, il consumo medio complessivo delle famiglie nel libero, pari a 1.977 kWh, risulta del 28% più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela, pari a 1.548 kWh.

Nel 2023, quasi 1,3 milioni di punti domestici risultano aver sottoscritto un contratto *dual fuel*⁴² (Tav. 2.54). Il numero di clienti con questo tipo di contratto è cresciuto rispetto al 2022 di 3.900 unità; la loro quota sul totale dei clienti serviti

42 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.

nel mercato libero è però diminuita, essendo passata dal 6,4% al 5,9% dello scorso anno, perché il numero totale dei clienti serviti nel libero è cresciuto in misura molto più ampia. Il consumo di energia elettrica complessivo dei clienti con un contratto di fornitura congiunto per elettricità e gas è pari a poco meno di 2,6 TWh, il 6,1% di tutta l'elettricità venduta ai clienti domestici sul mercato libero. I consumi medi dei clienti *dual fuel* nelle varie classi sono leggermente più elevati (in media del 4,1%) di quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.

La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero (Tav. 2.55) 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.

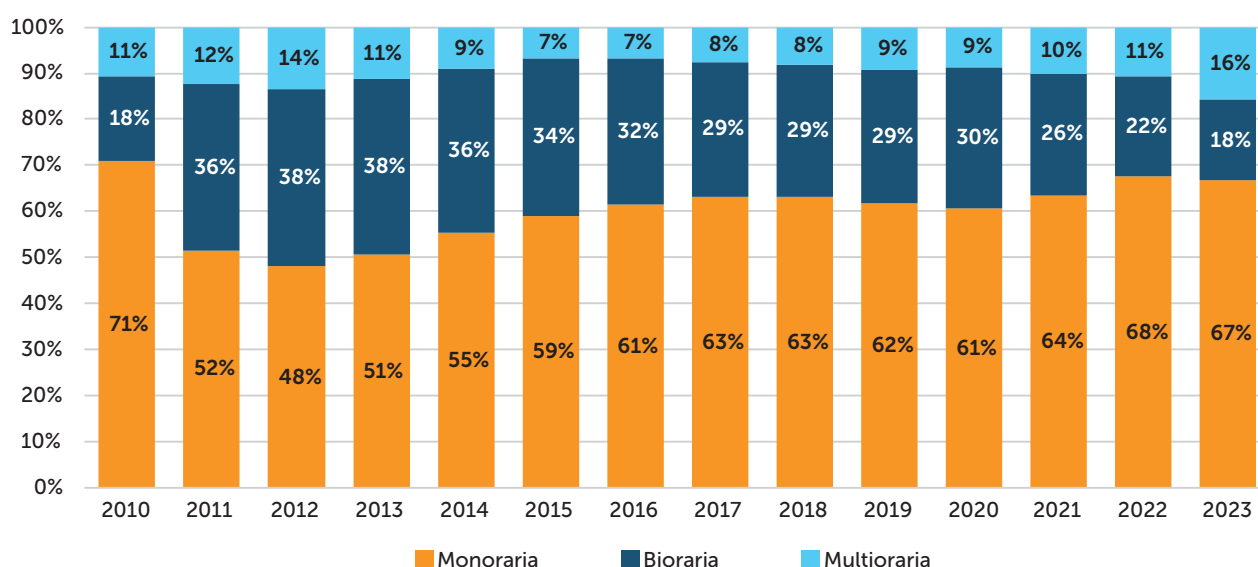
TAV. 2.55 Mercato libero domestico nel 2023 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	27.883	66,0%	14.254	66,7%
Bioraria	7.489	17,7%	3.762	17,6%
Multioraria	6.891	16,3%	3.367	15,7%
TOTALE DOMESTICI	42.263	100,0%	21.382	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La prevalenza del prezzo monorario nel 2023 è diminuita di un punto percentuale rispetto al 2022, ma è molto stabile nel tempo (Fig. 2.27): 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.

FIG. 2.27 Distribuzione dei clienti domestici nel mercato libero per tipo di tariffa oraria



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2023, i contratti *dual fuel* hanno riscosso maggiore successo tra la clientela non domestica rispetto agli anni scorsi: i punti di prelievo che hanno scelto questo contratto sono poco più di 87.000 sui quasi 5,7 milioni totali (1,6%) e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari all'1,5% del totale (Tav. 2.56). Nel 2022 le stesse percentuali erano entrambe pari all'1,1%.

TAV. 2.56 Mercato libero non domestico nel 2023 per livello di tensione (volumi in GWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
Bassa tensione	62.338	1.432	5.588.729	85.940
Media tensione	90.371	1.367	100.236	1.340
Alta/altissima tensione	23.592	19	1.130	12
TOTALE NON DOMESTICI	176.301	2.817	5.690.095	87.291

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La suddivisione dei clienti non domestici per classe di consumo (Tav. 2.57) 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% dell'energia complessivamente acquistata da tale clientela. Il 66,8% 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 2022. Le uniche eccezioni sono evidenziate dalla classe 2.000-20.000 MWh, i cui consumi medi sono cresciuti del 3,3%, nonché dalle penultime due classi, che includono i clienti con consumi compresi tra 50.000 e 150.000 MWh, per le quali il prelievo medio è cresciuto, rispettivamente, del 2,8% e del 3,6%. In netto calo, invece, sono risultati: il consumo medio dei clienti sotto i 20 MWh allacciati in alta o altissima tensione, che è sceso del 18%, e quello dei clienti dell'ultima classe (-7,4%).

Complessivamente, il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2023 pari a 30.984 kWh, il 10% inferiore a quello che era emerso nei dati del 2022 (34.462 kWh).

TAV. 2.57 Mercato libero non domestico nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh)

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	BT	5.451	3,1%	3.803.717	1.433
5-10 MWh	BT	4.289	2,4%	598.772	7.163
10-15 MWh	BT	3.537	2,0%	286.402	12.351
15-20 MWh	BT	3.203	1,8%	183.798	17.428
< 10 MWh	MT	44	0,0%	9015	4.830
10-20 MWh	MT	88	0,0%	6107	14.421
< 20 MWh	AT e AAT	0.2	0,0%	83	2.780
20-50 MWh	Tutti	14.373	8,2%	457.709	31.401
50-100 MWh	Tutti	11.927	6,8%	172.538	69.130
100-500 MWh	Tutti	27.438	15,6%	133.297	205.840
500-2.000 MWh	Tutti	26.770	15,2%	28.700	932.743
2.000-20.000 MWh	Tutti	46.202	26,2%	9.435	4.896.969
20.000-50.000 MWh	MT, AT e AAT	10.325	5,9%	354	29.196.846
50.000-70.000 MWh	Tutti	4.135	2,3%	70	59.378.976
70.000-150.000 MWh	MT, AT e AAT	5.885	3,3%	58	101.760.623
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	12.635	7,2%	40	312.232.094
TOTALE NON DOMESTICI		176.301	100,0%	5.690.095	30.984

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

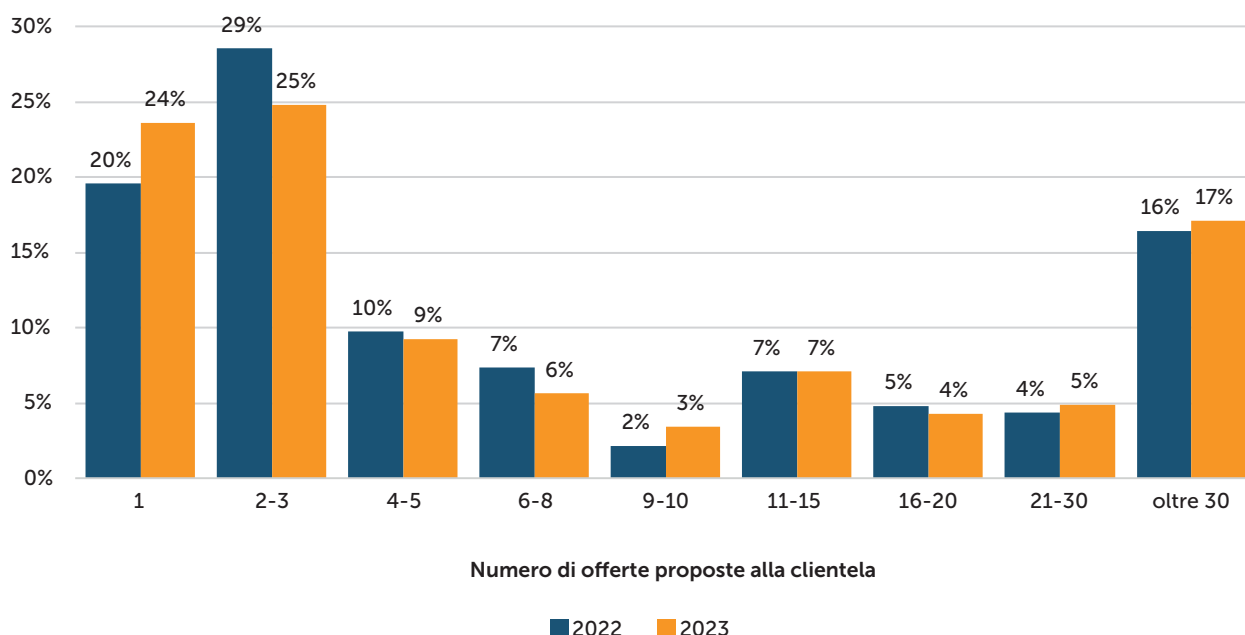
I contratti di vendita nel mercato libero

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 libero⁴³ e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno sottoscritto⁴⁴.

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.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 26,4 per la clientela domestica e 30 per la clientela non domestica che, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta e alla quale il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati. Il numero di offerte disponibili è cresciuto, rispetto al 2022, per i clienti domestici per i quali era risultato pari a 22,5; un piccolo calo si registra, invece, per i non domestici (pari a 31,6 nel 2022). In effetti, come si vede nella figura 2.28, la porzione dei venditori che offrono un numero relativamente basso di offerte (una sola o fino a 3) è rimasta costante rispetto al 2022, ovvero pari al 48%, così come la quota di venditori che propone più di dieci offerte è rimasta ferma al 33%. Rispetto al 2022, invece, sono aumentati i venditori che propongono una sola offerta (24%).

FIG. 2.28 Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

⁴³ 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).

⁴⁴ I dati commentati nel paragrafo sulle tipologie di contratti scelte dai clienti includono anche le Offerte PLACET.

Delle 26,4 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 17,7 sono acquistabili solo online (erano 11,7 nel 2022), cioè soltanto attraverso internet. La quota di venditori che ha almeno un'offerta online, pari al 23%, è rimasta costante rispetto all'anno precedente. Il 26,4% (il 24,3% nel 2022) 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. Il successo delle offerte online tra le famiglie resta limitato: nel 2023 il 7,2% dei clienti domestici (corrispondenti al 7,7% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è leggermente inferiore a quello del 2022, quando il 9,9% delle famiglie (che acquistava il 10,7% dell'energia venduta nel mercato libero) aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet.

Se guardiamo ai clienti non domestici, invece, delle 30 offerte mediamente proposte ai clienti, 19,8 sono sottoscrivibili attraverso il web; tuttavia il successo delle offerte online tra i punti non domestici è più basso di quello tra le famiglie, visto che solo il 2,9% dei clienti risulta aver sottoscritto un'offerta online.

Circa la tipologia di prezzo preferita (Tav. 2.58), è risultato che il 66,8% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 33,2% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. La preferenza verso il prezzo variabile tende a crescere nel tempo, seppur a un ritmo contenuto; lo scorso anno il contratto a prezzo variabile risultava scelto dal 23,3% dei clienti domestici. Come in passato, i clienti non domestici hanno scelto, invece, prevalentemente un contratto a prezzo variabile: il 68,3% tra loro ha scelto appunto il prezzo variabile, mentre il contratto a prezzo fisso è stato scelto dal 31,7% dei punti non domestici. La quota dei clienti che predilige il prezzo variabile è in aumento, rispetto al 53,1% del 2022.

TAV. 2.58 *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di prezzo 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
Contratti a prezzo fisso	66,8%	276,92	31,7%	235,95
Contratti a prezzo variabile	33,2%	227,33	68,3%	172,68
TOTALE CLIENTI	100%	259,84	100%	181,31

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Parte di queste preferenze in aumento verso il prezzo variabile, tuttavia, può essere stata determinata dal fatto che i contratti di questo tipo, offerti dai venditori, sono diminuiti per tutto il 2022 (e per la prima parte del 2023), anno che, com'è noto, è stato caratterizzato da una fortissima ascesa dei prezzi. In periodi di forte variabilità dei prezzi è normale, infatti, che i venditori tendano a proporre maggiormente contratti nei quali il prezzo è legato alle dinamiche dei prezzi nel mercato all'ingrosso.

La discesa dei prezzi sperimentata nel corso del 2023 si è comunque riverberata in misura notevole nei contratti a prezzo variabile: nel 2023 i clienti domestici con questo tipo di contratto hanno pagato mediamente 227,33 €/

MWh per la componente energia, cioè quasi 150 €/MWh in meno rispetto alla media del 2022, così come i clienti non domestici hanno pagato mediamente 172,68 €/MWh, vale a dire 135/MWh in meno rispetto all'anno 2022.

L'indicizzazione all'andamento del PUN medio (in diverse forme) è la modalità largamente più frequente sia nei contratti ai clienti domestici, sia in quelli ai clienti non domestici (Tav. 2.59). La seconda modalità di indicizzazione del prezzo più scelta dai clienti domestici è quella di uno sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela, che riguarda il 6,8% dei clienti (nettamente in calo rispetto al 2022, quando fu scelta dal 16,7% dei clienti). I clienti domestici che hanno siglato un contratto a prezzo dinamico che prevedono un'indicizzazione al PUN orario⁴⁵ sono risultati pari al 3,3% dei clienti con prezzo variabile, mentre i contratti con indicizzazione limitata⁴⁶ hanno raccolto una percentuale trascurabile pari allo 0,05% dei clienti.

TAV. 2.59 *Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità 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	DI CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh
Con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela	6,84%	223,37	1,89%	217,10
Con indicizzazione all'andamento del PUN medio	89,78%	227,49	83,03%	176,29
Con indicizzazione al prezzo all'ingrosso orario (contratto a prezzo dinamico dell'energia elettrica)	3,29%	231,62	8,74%	168,74
Con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica	0,00%	209,39	0,95%	164,56
Con altra indicizzazione (per es: ITEC, ITEC 12, indice dei prezzi al consumo, Brent ecc.)	0,03%	186,19	1,77%	169,47
Con indicizzazione limitata	0,05%	174,27	0,03%	102,93
Con un'altra modalità non altrimenti specificata	0,01%	190,18	3,59%	149,05
TOTALE	100%	227,33	100%	172,68

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Anche la quota di clienti domestici che ha 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 misura l'inflazione, o l'indice ITEC o ITEC12⁴⁷) è divenuta pressoché insignificante. I contratti a prezzo dinamico rappresentano, invece, la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici, che l'hanno scelta nell'8,74% dei casi (la percentuale è in aumento rispetto al 4,54% del 2022); una piccola quota (1,77%) di clienti non domestici ha scelto un contratto indicizzato a qualche variabile esterna e controllabile (che talvolta fa riferimento anche ai prezzi del gas al TTF); solo l'1,89% dei clienti non domestici risulta avere un contratto con indicizzazione ai prezzi stabiliti dall'Autorità per la maggior tutela. Guardando ai valori medi della componente di approvvigionamento pagata nei contratti con differenti tipi di indicizzazione, si può osservare che la metodologia risultata più

⁴⁵ Stabiliti dall'art. 2, comma 15 della direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019.

⁴⁶ Si tratta di 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.

⁴⁷ 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.

conveniente è quella dei contratti con indicizzazione limitata, sia per i clienti non domestici (-40%), sia per quelli domestici (-23%), sebbene – come appena visto – la quota di tali contratti sia molto ridotta per entrambe le tipologie di clienti. Per i clienti domestici il valore della componente di approvvigionamento dei contratti più scelti (indicizzazione al PUN) è sostanzialmente uguale a quella media calcolata su tutti i contratti indicizzati⁴⁸, mentre i contratti con sconto rispetto alla maggior tutela evidenziano un prezzo del 2% inferiore alla media totale. Per i clienti non domestici, invece, il prezzo della componente di approvvigionamento dei contratti più scelti (quelli con indicizzazione al PUN), pari a 176,29 €/MWh, risulta lievemente superiore rispetto alla media del costo di approvvigionamento per tutti i contratti a prezzo variabile dei non domestici, pari a 172,68 €/MWh, mentre il prezzo di approvvigionamento dei contratti dinamici è inferiore del 2% rispetto alla media totale.

Il 33,7% 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, in media, lo sconto è applicato al 31,8% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 37,6% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è aumentata rispetto al 2022. Tra i clienti non domestici sono solo il 15,9% i contratti sottoscritti che prevedono un abbuono o uno sconto: quelli a prezzo fisso che registrano la percentuale più elevata, pari al 21,2%, mentre tra i contratti a prezzo variabile dei clienti non domestici sono il 13,4% quelli che prevedono uno sconto.

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. Secondo quanto indicato dai venditori, nel mercato vi è un'elevata presenza di contratti che prevedono una combinazione multipla di servizi aggiuntivi, almeno tra i clienti che scelgono un contratto a prezzo fisso: la quota di punti di prelievo che i venditori hanno attribuito a questa opzione è risultata, infatti, pari all'80%; la combinazione di servizi aggiuntivi è meno presente, invece, nei contratti sottoscritti dai clienti domestici con contratto a prezzo variabile, dove incide solo per il 29% (in aumento, comunque, rispetto all'anno precedente).

Dai risultati raccolti (Tav. 2.60) 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 al 2,2%, in netta diminuzione rispetto al 7,3% del 2022). Tra i servizi aggiuntivi, come nell'anno precedente, la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (51,7%) e per i servizi energetici accessori (37,6%). Un discreto interesse riscuote anche l'opportunità di ricevere la garanzia di acquistare elettricità prodotta in Italia (2,3%) che nel 2022 non aveva avuto successo, nonché l'opportunità di avere altri prodotti o servizi insieme alla fornitura elettrica (1,9%). A seguire, sono graditi il programma di raccolta punti (1,8%) e l'ottenimento di un omaggio (1%).

48 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.

TAV. 2.60 *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 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	2,18%	224,58	71,29%	245,94
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	51,74%	277,37	25,12%	217,37
Garanzia di energia prodotta in Italia	2,26%	234,17	0,67%	223,18
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	1,76%	238,64	0,09%	172,65
Servizi energetici accessori	37,65%	287,92	1,01%	305,35
Omaggio o gadget	1,03%	224,89	0,41%	248,32
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,01%	206,78	0,00%	0,00
Altri prodotti o servizi offerti insieme all'elettricità	1,91%	239,18	0,54%	202,10
Altro	1,47%	268,06	0,86%	155,35
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	276,92	100%	235,95
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE				
Nessun servizio aggiuntivo	32,30%	226,97	56,29%	167,01
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	38,93%	224,27	37,45%	196,43
Garanzia di energia prodotta in Italia	6,10%	227,60	1,93%	164,22
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	1,67%	219,22	0,56%	154,55
Servizi energetici accessori	8,20%	228,49	1,01%	208,46
Omaggio o gadget	2,73%	242,66	0,54%	173,33
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,00%	231,92	-	-
Altri prodotti o servizi offerti insieme all'elettricità	4,90%	237,79	0,10%	210,52
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	5,17%	239,53	2,13%	193,57
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	227,33	100%	172,68

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche se con percentuali inferiori, le medesime scelte si riscontrano nei contratti sottoscritti dai clienti domestici a prezzo variabile. Per questi ultimi, infatti, nel 2023 la quota di coloro che hanno scelto un contratto privo di servizi aggiuntivi è decisamente superiore ai contratti a prezzo fisso ma diminuita al 32,3% (era al 44,3 nel 2022). Anche tra i clienti che scelgono contratti a prezzo variabile che includono servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (38,9% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (8,2%). La garanzia di acquistare energia prodotta in Italia è la terza scelta tra i clienti domestici a prezzo variabile, mentre l'anno precedente non aveva raccolto preferenze. I programmi di raccolta punti, la presenza di vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi, l'opportunità di ricevere altri prodotti o servizi insieme all'elettricità e l'ottenimento di omaggi/gadget raccolgono quote minori di preferenze (come indicato nella tavola 2.60).

I risultati raccolti per i clienti non domestici mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi. In generale, l'incidenza delle risposte relative a "una combinazione di servizi aggiuntivi" relativamente ai clienti non domestici è largamente inferiore a quella registrata per i clienti domestici. Più in dettaglio, la presenza di contratti che includono una combinazione di servizi aggiuntivi è stata indicata per il 4% sia dei clienti con contratto a prezzo fisso, sia dei clienti con contratto a prezzo variabile. Come per i domestici, tali clienti sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori.

Tra i clienti non domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso, il 71,3% ha siglato un contratto che è privo di servizi aggiuntivi; la restante parte di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (25,1%) 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, dove il 56,3% ne è privo. 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 (37,4% dei punti di prelievo), dalla garanzia di energia prodotta in Italia (1,9%) e dalla presenza di servizi energetici accessori (1%).

Osservando i valori della componente di costo di approvvigionamento mediamente pagata nei contratti con dettaglio dei servizi aggiuntivi, si osserva che i valori della componente di costo di approvvigionamento mediamente pagata nei contratti domestici a prezzo fisso, i contratti senza alcun servizio risultano più economici rispetto al prezzo medio pagato nei contratti dotati di servizi aggiuntivi (-19%); 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 a clienti domestici con prezzo variabile senza servizi aggiuntivi si riscontra una piccola differenza rispetto alla media (-0,2%).

Al contrario, per i clienti non domestici a prezzo fisso senza alcun servizio aggiuntivo, la componente di approvvigionamento mostra un prezzo del 4% superiore al prezzo mediamente pagato dai clienti con contratto con 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.

Per i contratti non domestici a prezzo variabile, invece, il costo di approvvigionamento nei contratti senza servizi aggiuntivi è leggermente inferiore alla media dei contratti con servizi (3%); inoltre – a differenza di quanto osservato per i clienti domestici – i contratti con garanzia di energia rinnovabile sono mediamente più cari del 14% rispetto alla media. Come per i domestici, le altre tipologie di indicizzazione per la clientela non domestica a prezzo variabile e con servizi aggiuntivi presentano una componente di approvvigionamento inferiore rispetto alla media totale, ma sono scelti da un numero irrisorio di clienti.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia accoglie i clienti non domestici che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica, ma non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela

o a quello delle tutele gradualità. 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'Autorità⁴⁹. 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.

Secondo i dati ricevuti dai tre esercenti, il servizio si è ampliato anche nel 2023, dopo la crescita registrata nell'anno precedente, seguita a un lungo periodo di riduzione. Più precisamente, sono stati serviti in regime di salvaguardia 97.830 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), contro gli 88.900 punti del 2022. In termini di punti serviti, il regime di salvaguardia è risultato quindi nel 2023 1,4 volte più ampio di quello del 2020, che con 69.900 clienti serviti rappresenta la dimensione minima registrata da questo mercato a partire dalla sua partenza nel 2007.

Complessivamente, sono stati prelevati 5.119 GWh contro i 4.843 del 2022. Nel 2023, in sostanza, il mercato della salvaguardia è cresciuto del 10% in termini di punti di prelievo e del 5,7% in termini di energia consumata rispetto al 2022 (Tav. 2.61).

Dei circa 8.900 punti di prelievo entrati nel servizio nel corso del 2023, 8.100 sono stati serviti in bassa tensione e i restanti 800 in media tensione; i punti di prelievo in alta tensione, infatti, sono aumentati di una unità. La gran parte dei nuovi punti di prelievo in bassa tensione entrati nel 2023 (98%) erano di tipo "altri usi" (7.900 sugli 8.100 totali), i punti di illuminazione pubblica, a differenza dell'anno 2021, hanno subito un ridotto incremento (+151 punti).

Variazioni differenti dall'anno precedente si sono manifestate nei volumi di vendita: nel complesso sono stati acquistati 276 GWh in più rispetto al 2022 così ripartiti: 385 GWh in media tensione (per la quasi totalità attribuibili alla categoria "altri usi"), di converso nelle altre classi di tipologia di cliente si è registrata una contrazione dei volumi prelevati sia dai clienti in alta tensione (-68 GWh), sia dai clienti in bassa tensione (-41 GWh) la cui contrazione maggiore si registra nell'ambito dell'Illuminazione pubblica.

⁴⁹ 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'art. 1, comma 4, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125".

TAV. 2.61 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2022	2023	VARIAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	392	347	-11,7%	19,6	19,8	0,8%
Altri usi	1.105	1.109	0,4%	63,8	71,7	12,5%
TOTALE BT	1.497	1.456	-2,8%	83,4	91,5	9,7%
Illuminazione pubblica	31	47	53,9%	0,1	0,2	63,4%
Altri usi	2.525	2.893	14,6%	5,3	6,1	13,9%
TOTALE MT	2.555	2.940	15,1%	5,5	6,3	15,0%
Altri usi	791	723	-8,5%	0,0	0,0	3,2%
TOTALE AT	791	723	-8,5%	0,0	0,0	3,2%
TOTALE SALVAGUARDIA	4.843	5.119	5,7%	88,9	97,8	10,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Dati questi andamenti, i consumi medi unitari dell'illuminazione pubblica sono diminuiti dell'8% da 21,4 a 19,7 MWh, così come quelli degli altri usi sono scesi da 64 a 61 MWh (-5%). Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione è diminuito dell'11,4% (da 17,9 a 15,9 MWh), quello degli utenti connessi in media tensione è salito dello 0,1%, (da 468,5 a 468,8 MWh), mentre i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione si sono ridotti dell'11,4%, passando da 20,4 a 18,1 TWh.

Nel servizio di salvaguardia la quasi totalità dei clienti (il 93,5%) è allacciato in bassa tensione, il 6,4% è servito in media tensione e solo un esiguo 0,04% dei punti di prelievo è allacciato in alta tensione. L'incidenza di questi clienti in termini di energia acquisita è ovviamente molto differente: considerando i volumi venduti, l'incidenza della bassa tensione è solo del 28,4% (era al 30,9% nel 2022), quella dei clienti in alta tensione è scesa al 14,1% (era del 16,3% nel 2022), mentre la media tensione acquista più di metà (57,4%) dell'energia complessivamente venduta in questo servizio (con un peso in aumento rispetto al 52,8% registrato nel 2022).

Il peso dell'illuminazione pubblica nel servizio di salvaguardia è leggermente diminuito in termini di clienti nel corso del 2023; nel 2022 rappresentavano il 22,2% di tutti i clienti serviti in questo mercato, mentre nel 2023 contano per il 20,4%, diminuzione che si riscontra anche in termini di energia acquistata, passata dall'8,7% al 7,7% del totale.

Gli usi industriali e commerciali, al contrario, hanno aumentato, seppur di poco, la loro importanza sia in termini di clienti serviti (ora sono il 79,6% contro il 77,8% del 2022), sia in termini di volumi: nel 2023 hanno prelevato il 92,3% di tutta l'energia venduta in salvaguardia contro il 91,3% dell'anno precedente.

L'analisi più dettagliata a livello regionale (Tav. 2.62) mostra che nel 2023 le regioni nelle quali il ricorso al servizio di salvaguardia è maggiore sono nell'ordine Campania, Lombardia, Sicilia e Lazio: il 46,7% dell'energia acquistata in questo mercato viene infatti venduta in questi territori. Quote relativamente importanti appartengono anche ad altre quattro regioni: Piemonte, Puglia, Toscana e Liguria, che insieme ne assorbono un altro 29%.

TAV. 2.62 Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)

REGIONE	2022			2023		
	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Enel Energia	459	3,8	A2A Energia	491	3,8
Valle d'Aosta	Enel Energia	4	0,1	A2A Energia	3	0,1
Lombardia	A2A Energia	371	8,4	A2A Energia	596	8,9
Trentino-Alto Adige	Enel Energia	11	0,4	A2A Energia	17	0,5
Veneto	Enel Energia	220	4,4	A2A Energia	223	4,4
Friuli-Venezia Giulia	Enel Energia	62	1,2	A2A Energia	103	1,1
Liguria	Enel Energia	333	1,3	A2A Energia	328	1,7
Emilia-Romagna	Enel Energia	171	4,0	A2A Energia	207	6,1
Toscana	A2A Energia	149	4,6	A2A Energia	328	4,5
Umbria	Hera Comm	52	1,4	Hera Comm	32	1,1
Marche	A2A Energia	68	2,0	A2A Energia	80	2,1
Lazio	Enel Energia	496	12,3	Enel Energia	541	13,0
Abruzzo	Hera Comm	85	2,3	Hera Comm	88	2,4
Molise	Enel Energia	27	0,5	Enel Energia	24	0,4
Campania	Hera Comm	668	13,0	Hera Comm	678	17,1
Puglia	Enel Energia	538	6,2	Enel Energia	330	5,7
Basilicata	Enel Energia	161	1,5	Enel Energia	61	1,2
Calabria	Enel Energia	249	7,5	Hera Comm	299	9,1
Sicilia	Enel Energia	634	12,1	Enel Energia	573	12,7
Sardegna	A2A Energia	87	2,1	A2A Energia	115	2,1
ITALIA	-	4.843	88,9	-	5.119	97,8

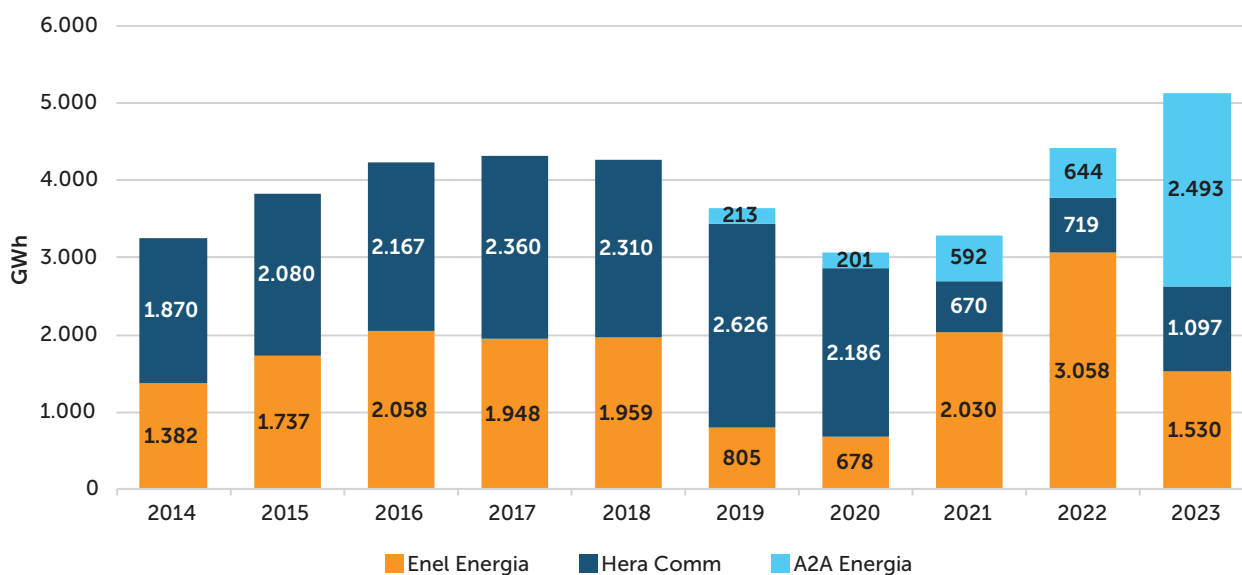
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Attraverso la tavola è possibile vedere, inoltre, come l'incremento medio nazionale del 10% osservato nei punti di prelievo serviti in salvaguardia, sia come sempre il risultato di una variabilità territoriale veramente molto ampia: si passa infatti da regioni in cui l'incremento rispetto al 2022 risulta particolarmente elevato (in Emilia-Romagna i clienti sono aumentati di circa 2.000 unità, così come in Campania si sono registrati circa 4.100 clienti in più rispetto al 2022, in Calabria circa 1.600) a regioni in cui si registra, al contrario, una lieve diminuzione (500 clienti circa in Puglia, -300 in Basilicata). In termini di volumi acquistati, la variazione più elevata si è manifestata in Lombardia, dove i clienti hanno acquistato 226 GWh in più del 2022, così come aumenti importanti si sono registrati anche in Toscana (+180 GWh). In termini percentuali, tuttavia, gli aumenti più rilevanti si sono verificati in Toscana (121%), in Friuli-Venezia Giulia (67,8%), in Lombardia (60,9%) e in Trentino-Alto Adige (52%).

Date queste variazioni differenti a livello territoriale e la nuova distribuzione delle regioni servite (per il nuovo biennio di validità dell'aggiudicazione dell'asta), si comprende come l'incremento nazionale dei volumi di elettricità venduta nel servizio di salvaguardia, pari al 5,7%, si sia manifestato in misura molto differente tra le tre imprese che svolgono il servizio: rispetto al 2022 i volumi venduti da A2A Energia sono cresciuti del 287%, quelli di Hera Comm del 53%, mentre quelli di Enel Energia sono diminuiti del 50% (da 3 a 1,5 TWh) (Fig. 2.29). A2A Energia

evidenzia una forte crescita nei volumi fatturati non solo perché rispetto al 2022 ha allargato la propria area di servizio da 4 a 11 regioni, ma anche perché le regioni che si è aggiudicata per il biennio 2023-2024 sono quelle che hanno registrato gli incrementi di vendita più elevati (Toscana, Lombardia, Trentino-Alto Adige e Friuli-Venezia Giulia *in primis*). Al contrario, nel passaggio tra il 2022 e il 2023, Enel Energia ha “perso” otto delle regioni che serviva e, con l’eccezione del Lazio, in tutte quelle che si è aggiudicata per il nuovo biennio i volumi di vendita sono diminuiti rispetto al 2022.

FIG. 2.29 Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Come ogni anno, alla fine del 2023 l’Autorità ha provveduto ad aggiornare⁵⁰ 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 2024.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l’anno 2024 risulta pari a 3,407 c€/kWh. Nella tavola 2.63 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2023, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l’anno 2024. I valori delle componenti UC3 e UC6⁵¹ considerate nel calcolo per gli anni 2023 e 2024 sono quelli riferiti, rispettivamente, al quarto

⁵⁰ Con le delibere del 28 dicembre 2023, 630/2023/R/eel e 632/2023/R/eel.

⁵¹ 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

trimestre del 2023 e al primo trimestre del 2024⁵². Nelle tavole 2.64 e 2.65 sono riportate le tariffe medie per tipologia di cliente rispettivamente per i servizi di trasmissione e distribuzione e per il servizio di misura.

TAV. 2.63 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC3 e UC6	TOTALE
2023	0,817	1,812	0,279	0,114	3,022
2024	1,020	1,969	0,293	0,125	3,407
Differenza	0,203	0,157	0,014	0,011	0,385
Variazione	24,8%	8,7%	5,0%	9,6%	12,74%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.64 Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh; componenti UC3 e UC6 incluse)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2023	2024	DIFFERENZA	VARIAZIONE
BT usi domestici	4,735	5,366	0,631	13,3%
BT illuminazione pubblica	2,245	2,651	0,406	18,1%
BT altri usi	3,504	3,812	0,308	8,8%
MT illuminazione pubblica	1,509	1,805	0,296	19,6%
MT altri usi	1,705	2,015	0,310	18,2%
AT	0,887	1,101	0,213	24,1%
AAT	0,801	1,007	0,206	25,7%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.65 Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2023	2024	DIFFERENZA	VARIAZIONE
BT usi domestici	0,941	0,996	0,055	5,9%
BT illuminazione pubblica	0,076	0,086	0,010	13,2%
BT altri usi	0,215	0,220	0,005	2,4%
MT illuminazione pubblica	0,061	0,074	0,013	21,3%
MT altri usi	0,025	0,028	0,003	10,6%
AT	0,003	0,003	-	0,0%
AAT	0,001	0,001	-	0,0%

Fonte: ARERA.

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).

⁵² Fissati con le delibere 28 settembre 2023, 429/2023/R/com, e 28 dicembre 2023, 633/2023/R/com.

Prezzi del mercato al dettaglio

Nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, è stato chiesto agli operatori della 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.

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 2.66, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo annuo, i valori sono compresi tra i 248 €/MWh, riscontrabili per i clienti grandi (consumi oltre 15.000 kWh/anno), e i 601 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Tale andamento risulta riconducibile a quello del costo di approvvigionamento che, come sempre, diminuisce continuamente al crescere del consumo *pro capite*, passando dai 389 €/MWh della classe più piccola ai 202 €/MWh di quella più grande.

TAV. 2.66 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2023 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	4.305	9.263	601,4	388,6
1.000-1.800	11.215	8.014	337,6	273,5
1.800-2.500	11.826	5.549	299,6	252,1
2.500-3.500	12.610	4.301	281,3	240,2
3.500-5.000	8.693	2.128	268,5	230,4
5.000-15.000	6.451	958	260,4	218,2
> 15.000	891	35	248,0	202,4
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	55.991	30.248	316,1	256,1

Fonte: ARERA, indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.67 successiva è riportata la disaggregazione dei prezzi tra mercato libero e servizio di maggior tutela. Dopo la parentesi del 2022, il mercato libero presenta nuovamente valori superiori al servizio di maggior tutela, salvo che per le due classi di consumo più grandi. Nel dettaglio, per la componente di approvvigionamento, la maggiore onerosità del mercato libero è compresa tra il 27,8% della classe più piccola (consumi fino a 1.000 kWh/anno) e l'1,4% della fascia tra 3.500 e 5.000 kWh/anno, mentre per le due classi più grandi (consumi oltre 5.000 kWh/anno) mercato libero presenta livelli inferiori alla maggior tutela di circa il 4%. Il prezzo finale, comprensivo di tutte le componenti eccetto le imposte, presenta differenze analoghe tra i due mercati, ma di entità più contenuta.

TAV. 2.67 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2023 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	328,0	419,2	27,8%	573,1	615,7	7,4%
1.000-1.800	247,0	284,7	15,3%	314,4	347,3	10,5%
1.800-2.500	235,1	258,3	9,9%	285,0	305,0	7,0%
2.500-3.500	230,0	243,3	5,8%	272,9	283,8	4,0%
3.500-5.000	227,9	231,0	1,4%	266,9	268,9	0,7%
5.000-15.000	226,0	216,7	-4,1%	268,2	258,9	-3,5%
> 15.000	207,9	200,9	-3,3%	252,1	246,9	-2,0%
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	244,7	259,8	6,2%	316,0	316,2	0,1%

Fonte: ARERA, indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella tavola 2.68 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. 2.68 *Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2023 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	67.541	6.952,1	220,5	307,1
Media tensione	93.313	0,5	171,5	220,6
Alta e altissima tensione	24.315	1,2	154,4	170,9
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	185.168	6.953,8	187,2	245,7

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.69, infine, è riportata la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato, che presenta elevati differenziali di prezzo. I servizi a tutele gradualì, che beneficiano degli effetti competitivi delle procedure concorsuali svolte per l'aggiudicazione di tali servizi, presentano la componente di approvvigionamento più bassa (poco più di 160 €/MWh); segue il mercato libero (circa 180 €/MWh), quindi il servizio di salvaguardia (238 €/MWh) e, infine, il servizio di maggior tutela, molto distanziato (467 €/MWh), ma ormai marginale in termini di volumi, essendo cessato nel corso dell'anno.

TAV. 2.69 Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2023 (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
Maggior tutela	694	352,5	467,3	553,4
Tutele graduali piccole imprese ^(A)	1.506	92,7	163,1	249,5
Tutele graduali micro-imprese ^(A)	1.547	826,7	162,1	344,2
Salvaguardia	5.119	97,8	237,7	296,5
Mercato libero	176.302	5.690,1	181,1	238,4
CLIENTI NON DOMESTICI IN BT	185.168	7.059,8	183,4	242,2

(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 micro-imprese.

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 2007⁵³, l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle micro-imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti 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 graduali o del servizio di salvaguardia, entrambi svolti 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 2.64 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2023 per ciascuna delle fasce orarie in cui è articolato il sistema tariffario⁵⁴.

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 99% del proprio fabbisogno, ricorrendo all'MPEG (Mercato dei prodotti giornalieri) solamente per l'1%. Inoltre, come accaduto nel 2022, anche nel 2023 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 il 2% del fabbisogno. Con riferimento al 2024⁵⁵, l'ammontare di energia elettrica acquistata, e da acquistare, sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno dell'Acquirente unico⁵⁶, stimato pari a circa 12 TWh.

⁵³ Ai sensi della L. 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del DM n. 73/2007.

⁵⁴ 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 10 maggio 2022, 208/2022/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.

⁵⁵ I dati relativi all'anno 2024 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2024.

⁵⁶ Ai sensi della delibera 10 maggio 2022, 208/2022/R/eel, a decorrere da aprile 2023, l'Acquirente unico svolge l'attività di approvvigionamento con esclusivo riferimento ai clienti domestici che sono ancora serviti dagli esercenti la maggior tutela. A decorrere da luglio 2024, invece, l'approvvigionamento sarà riferito esclusivamente ai clienti domestici vulnerabili, come ha stabilito la delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel (e s.m.i.).

TAV. 2.70 *Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2023 (GWh al lordo delle perdite di rete e prezzi in €/MWh)*

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Mercato del giorno prima (MGP)	6.123	5.410	6.582	18.114
Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)	61	50	74	186
Sbilanciamento unità di consumo ^(A)	7	41	137	185
TOTALE	6.191	5.500	6.793	18.485
Media del prezzo di cessione	154,58	158,79	131,94	-

(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.

L'ultima riga della tavola riporta invece il prezzo di cessione applicato nel 2023 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 finali 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 sceso sensibilmente, dal 3,12% del 2023 al 2,74% nel 2024, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat⁵⁷.

Poiché anche il peso dell'altro segmento energetico soggetto alla regolazione dell'Autorità, ovvero il gas, è sceso lievemente nel 2024 (si veda il Capitolo 3 di questo stesso Volume), l'incidenza dei beni energetici regolati dall'Autorità è calata dal 5,64% (2023) al 5,15%. Includendo i segmenti ambientali rilevati dall'Istat ("fornitura acqua", "raccolta acque di scarico", "raccolta rifiuti"), l'incidenza complessiva dei servizi regolati dall'Autorità raggiunge il 6,36% (era il 7% nel 2023).

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat è sostanzialmente dimezzato nel corso del 2023: dal 344 di gennaio (a sua volta sensibilmente inferiore al 393 del mese precedente) al 197 di dicembre. Nel corso dell'anno, i tassi di variazione a 12 mesi sono cambiati notevolmente, passando dal +89% di gennaio al -50% di dicembre, mentre in media d'anno si registra una diminuzione dell'8,3% (Tav. 2.71).

TAV. 2.71 *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	344,4	88,8%	119,1	10,0%	289,2	71,7%
Febbraio	322,3	58,1%	119,3	9,1%	270,2	44,9%

(segue)

⁵⁷ 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.

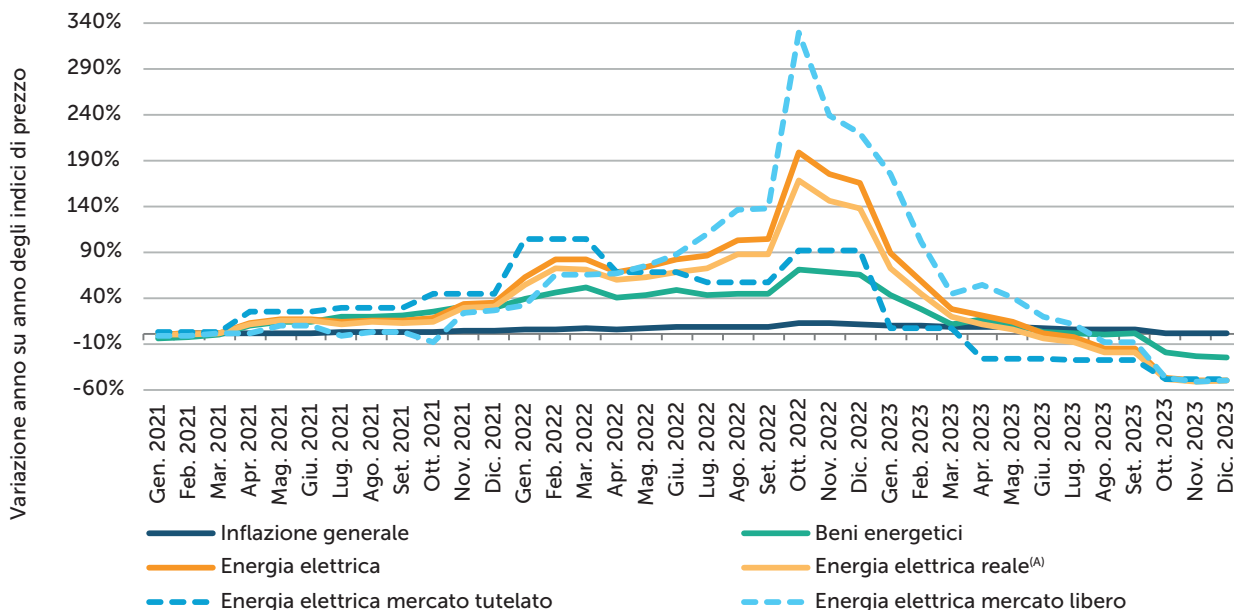
MESI	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Marzo	263,0	28,0%	118,8	7,6%	221,4	19,0%
Aprile	233,2	20,1%	119,3	8,2%	195,5	11,1%
Maggio	229,9	13,5%	119,7	7,6%	192,1	5,5%
Giugno	214,8	1,4%	119,7	6,4%	179,4	-4,7%
Luglio	206,3	-3,4%	119,7	5,9%	172,3	-8,8%
Agosto	205,7	-14,8%	120,1	5,4%	171,3	-19,2%
Settembre	205,1	-15,2%	120,3	5,3%	170,5	-19,5%
Ottobre	202,2	-47,5%	120,1	1,7%	168,4	-48,3%
Novembre	198,2	-50,6%	119,5	0,7%	165,9	-50,9%
Dicembre	196,9	-49,9%	119,7	0,6%	164,5	-50,2%
ANNO 2023	253,2	-8,3%	119,6	5,6%	196,6	-12,4%

(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.

Nell'ultimo triennio il tasso di variazione a 12 mesi dell'elettricità è risultato positivo sino a metà 2023, con una forte crescita nella prima parte (dallo 0,4% del gennaio 2021 al picco del 199,1% dell'ottobre 2022), dopo di che è collassato sino all'1,4% del giugno 2023. Dal luglio 2023 tale tasso di variazione è negativo, raggiungendo -50% a fine anno. Tali valori risultano dalla combinazione di due sottoinsiemi: gli indici del mercato libero e quelli del servizio di maggior tutela. Quest'ultimo ha presentato incrementi più elevati sino all'aprile 2022 (in media 24 punti in più), successivamente il primato è passato al mercato libero (in media livello più elevato di 73 punti), in modo particolare nel quadrimestre da ottobre 2022 a gennaio 2023 (+170 punti), mentre negli ultimi due mesi di tale anno il servizio di tutela è tornato a presentare variazioni a 12 mesi superiori, seppure di poco (3 punti), a quelle del mercato libero. Rispetto all'insieme dei beni energetici, le variazioni dell'energia elettrica sono risultate di poco superiori nel primo semestre 2021 (in media circa 3 punti in più), inferiori nei successivi 4 mesi (circa 5 punti in meno), superiori per un lungo periodo che va da novembre 2021 a maggio 2023, con differenze minime all'inizio e alla fine di tale periodo e massime nell'ottobre del 2022 (128 punti in più), mentre nell'ultimo semestre del 2023 l'energia elettrica torna a presentare tassi di variazione inferiori, con un divario che supera i 24 punti nell'ultimo trimestre.

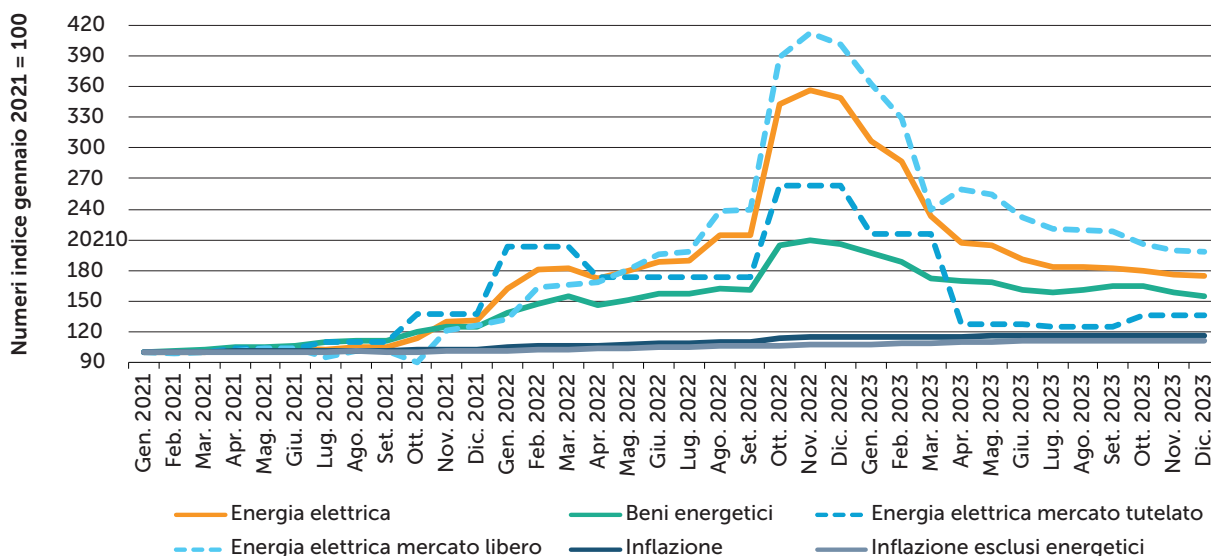
FIG. 2.30 Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio



(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività. Indici nazionali

FIG. 2.31 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 2.31, nella quale viene confrontata la dinamica degli indicatori nel triennio ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2021).

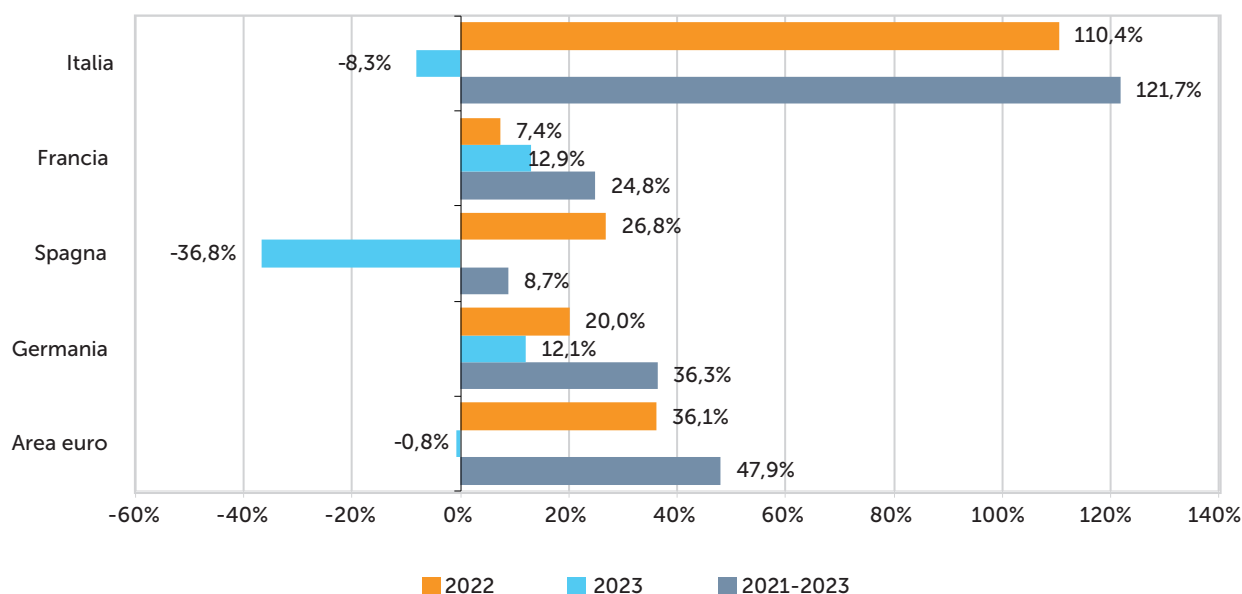
Tutti gli indicatori energetici hanno conosciuto un'impennata sino al massimo del novembre 2022, nel quale i beni energetici nel loro complesso risultano raddoppiati rispetto alla situazione iniziale, mentre l'energia elettrica

risulta più che triplicata (3,5 volte il livello di partenza); questo risultato deriva dalla composizione tra il servizio di tutela (2,75 il livello iniziale) e il mercato libero (4 volte la situazione iniziale). Nei mesi successivi vi è stato un forte calo di tutti gli indicatori; ciò fa sì che a fine triennio i prezzi dei beni energetici nel loro insieme presentino un incremento del 55%, che ha prodotto quasi un terzo dell'inflazione del triennio (4,7 punti percentuali su 15,9), come mostrato dal confronto tra l'indice generale dei prezzi e l'indice generale al netto degli energetici, mentre l'energia elettrica presenta un incremento del 75%, che risulta dalla combinazione tra il sostanziale raddoppio dei prezzi nel mercato libero (+97,8%) e l'incremento del 36,3% nel servizio di maggior tutela.

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. 2.32).

La diminuzione indicata in precedenza per il 2023 in Italia (-8,3%) è superata solo dalla Spagna (-36,8%), mentre Francia e Germania presentano ancora degli incrementi (poco più del 12%). Considerando l'insieme degli ultimi tre anni, l'Italia presenta un aumento (+121,7%) senza eguali: superiore al doppio della media dell'area euro (47,9%) e al triplo della Germania (+36,3%), mentre Francia e Spagna presentano incrementi ancora più contenuti (rispettivamente +24,8% e +8,7%).

FIG. 2.32 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei



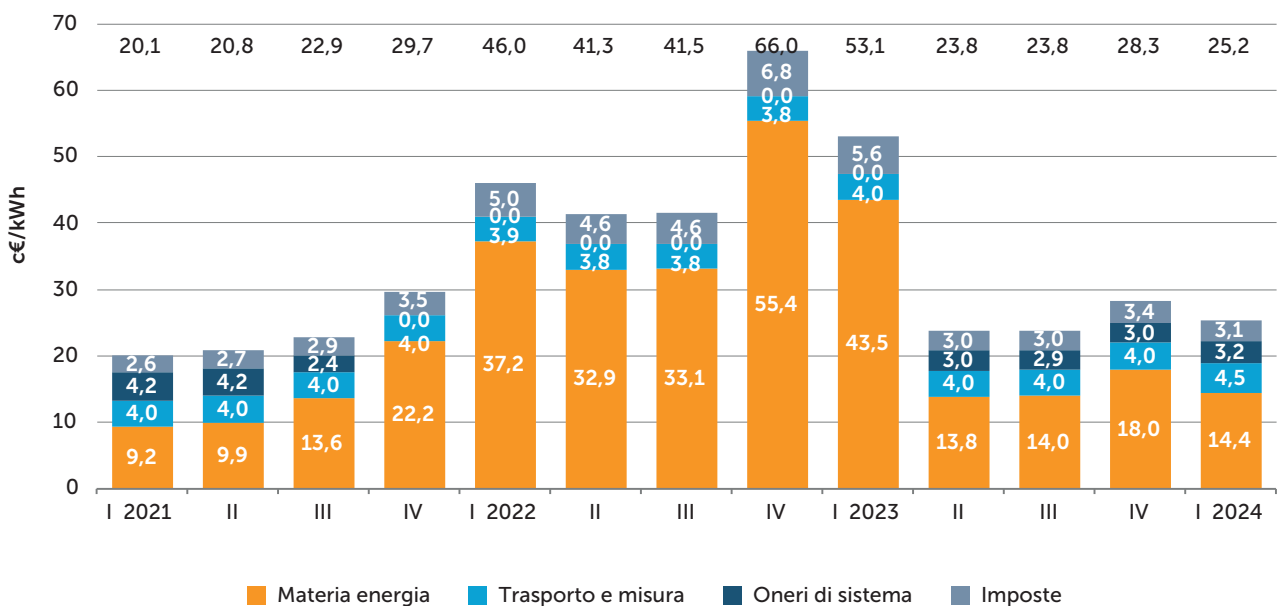
Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

Le condizioni di fornitura nel servizio di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumo annuo pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW (consumatore tipo) negli ultimi tre anni risentono dapprima della graduale ripresa delle attività dopo la pandemia, che ha determinato la progressiva risalita verso i valori precedenti l'evento (circa 20 c€/kWh), mentre dopo la metà del 2021 vi sono stati incrementi ancora più forti che hanno

condotto ad un valore più che raddoppiato a inizio 2022 (46 c€/kWh), pur in presenza delle significative misure di contenimento adottate dal Governo e dall’Autorità già tre mesi prima. Successivamente, dopo l’insorgere del conflitto in Ucraina, a fine 2022 è stato toccato un nuovo massimo (66 c€/kWh), il cui livello risulta più che triplicato rispetto ai valori medi precedenti gli eventi pandemici e bellici. Solo nel corso del 2023 si è avuta una significativa inversione di tendenza, con un calo del 20% (circa 13 c€/kWh in meno) nel primo trimestre ed una diminuzione ancora più forte nel secondo, nel quale il prezzo è più che dimezzato (-55%, quasi 30 c€/kWh in meno). Successivamente, vi è stata una sostanziale stabilità, ad eccezione del rialzo dell’autunno 2023 (+19%, 4,4 c€/kWh in più), in buona parte rientrato nel trimestre successivo (3 c€/kWh in meno). Tuttavia, il valore a inizio 2024 è significativamente superiore al livello pre-pandemico (+28%, circa 5,6 c€/kWh in più) (Fig. 2.33).

FIG. 2.33 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo, con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW



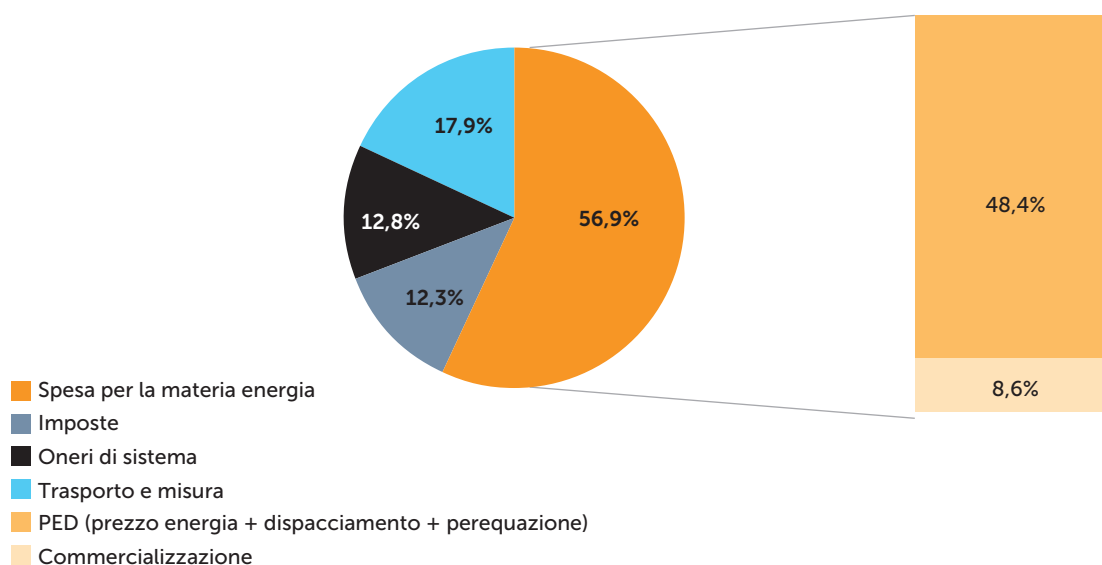
Fonte: ARERA.

La dinamica complessiva, appena descritta, risulta dall’evoluzione delle singole componenti. In dettaglio:

- la materia energia, la cui evoluzione è collegata alle condizioni dei mercati all’ingrosso, essendo la voce con la maggiore incidenza, condiziona l’andamento del prezzo totale; nel triennio considerato tale componente è sestuplicata tra l’inizio del 2021 e la fine del 2022 (da 9,2 a 55,4 c€/kWh), in seguito vi è stata la rapida discesa sino ai 13,8 c€/kWh del secondo trimestre 2023, livello abbastanza uniforme nei mesi successivi, con l’eccezione del quarto trimestre dello stesso anno (18 c€/kWh);
- i costi di trasporto e misura sono rimasti sostanzialmente stabili intorno al valore medio di 3,9 c€/kWh fino alla fine del 2023, mentre nel primo trimestre 2024 sono saliti del 13,5% a 4,5 c€/kWh;
- gli oneri di sistema presentano dapprima un valore medio di poco superiore a quello della voce precedente (4,18 c€/kWh), mentre dopo la metà del 2021 sono stati oggetto di interventi di Governo e Autorità che hanno condotto dapprima alla loro riduzione a 2,44 c€/kWh nel terzo trimestre del 2021 e poi al loro azzeramento a partire dal trimestre successivo, per ricomparire a inizio 2023 con valori intorno a 3 c€/kWh.

Al 1° gennaio 2024, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, è pari a 22,14 c€/kWh al netto delle imposte e a 25,24 c€/kWh con le imposte (Fig. 2.34).

FIG. 2.34 *Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo, con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2023*



Fonte: ARERA.

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica nel primo trimestre 2024 hanno un'incidenza del 57%, sensibilmente superiore a quella di inizio triennio (46%). 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 PPE_1 e PPE_2);
- 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 17,9% del prezzo lordo complessivo, incidenza lievemente inferiore rispetto a inizio triennio (20%). Ancora più marcata la diminuzione dell'incidenza degli oneri generali di sistema, che sono scesi dal 20,8% al 12,8% del prezzo totale.

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 rappresentato dalla capacità di interconnessione con l'estero e dalla 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 2021⁵⁸ sono stati aggiornati i parametri e gli obiettivi per il meccanismo di incentivazione tra i confini (interconnessioni con l'estero) e le sezioni interne al territorio italiano.

Nel corso del 2022 e del 2023, Terna ha messo in atto azioni e interventi volti a incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato e con l'estero, anche attraverso 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, la risoluzione mirata dei limiti di portata degli elementi di rete che costituiscono un "collo di bottiglia".

In particolare, nel 2022:

- gli interventi di tipo *capital light* hanno consentito di incrementare di 300 MW la capacità di trasporto in importazione sulla frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) dal 1° gennaio 2023;
- gli interventi di tipo *capital light* hanno consentito di incrementare di 100 MW la capacità di trasporto sulla sezione da Sud a Centro-Sud dal 1° gennaio 2023;
- il nuovo collegamento 380 kV "Deliceto – Bisaccia" (entrato in servizio il 10 aprile 2022) ha permesso di rendere strutturale e permanente, sulla sezione da Sud a Centro-Sud, una parte (150 MW) dei 400 MW già resi disponibili dal 1° gennaio 2021 con gli interventi *capital light* realizzati nel 2020.

In particolare, nel 2023:

- il nuovo *interconnector* 220 kV "Nauders – Glorenza" (entrato in servizio il 12 dicembre 2023) ha reso disponibili 300 MW di capacità di trasporto in importazione sul confine con l'Austria;
- soluzioni *capital light* hanno consentito un ulteriore incremento dal 1° gennaio 2024 sulla sezione Sud verso Centro-Sud, variabile tra 0 e 100 MW a seconda delle quantità di fabbisogno residuo nelle zone Sud e Centro-Sud;

58 Con la delibera 26 ottobre 2021, 446/2021/R/eel.

- soluzioni *capital light* hanno consentito un incremento di 50 MW dal 1° gennaio 2024 sulla sezione Calabria verso Sicilia.

Inoltre, a novembre 2022 interventi del TSO svizzero Swissgrid sulla propria rete interna hanno consentito di incrementare di 200 MW la capacità al confine con la Svizzera.

Nello stesso mese di novembre 2022 e poi ad agosto 2023 sono inoltre entrati in esercizio il primo e il secondo polo del collegamento *High Voltage Direct Current* Italia – Francia, per una capacità complessiva di 1.200 MW.

Nella tavola 2.72 sono indicati i livelli di partenza della capacità di trasporto, i livelli obiettivo definiti dalla regolazione dall’Autorità e la capacità di trasporto al 1° gennaio 2024, come pubblicata da Terna, per aggregato di confini e sezioni più rilevanti.

TAV. 2.72 *Capacità di trasporto tra zone di rete, e relativi livelli di partenza, obiettivi e valori di riferimento dichiarati al 1° gennaio 2024, per i confini e le principali sezioni della rete (in MW)*

CONFINE/SEZIONE	CAPACITÀ DI PARTENZA (SITUAZIONE WINTER PEAK)	CAPACITÀ OBIETTIVO (SITUAZIONE WINTER PEAK)	CAPACITÀ DI TRASPORTO AL 1° GENNAIO 2024
Italia - Nazioni a nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria), in importazione	7.705	10.505	9.682
Italia - Nazioni a est (aggregazione dalla Slovenia alla Grecia), in importazione	1.230	1.380	1.853
Nord - Centro Nord	3.900	4.300	4.300
Centro Nord - Nord	1.500	1.900	1.900
Centro Nord - Centro Sud	1.400	1.800	1.800
Centro Sud - Centro Nord	2.400	2.800	2.800
Sud - Centro Sud (monodirezionale)	4.600	5.550	5.100-5.200
Sud - Calabria/Rossano	1.100	- (A)	1.100
Calabria/Rossano - Sud	2.350	- (A)	2.350
Calabria/Rossano - Sicilia	1.100	1.750	1.550
Centro Nord - Sardegna	300	1.000	300
Sardegna - Centro Nord	300	1.000	300
Sardegna - Centro Sud	900	- (A)	900
Centro Sud - Sardegna	720	- (A)	720

(A) Capacità non necessaria.

Fonte: ARERA, delibera n. 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, anche definita con l’espressione inglese *energy not supplied* (ENS). Il valore di ENS registrato nel 2023 risulta

sostanzialmente raddoppiato rispetto a quello dei due anni precedenti. Nella tavola 2.73 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS negli anni dal 2012 al 2023.

TAV. 2.73 Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti (in MWh)

ANNO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ENS ^(A)	4.460	2.980	1.693	3.211	1.686	4.104	4.033	10.179	2.431	1.481	1.589	3.005

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

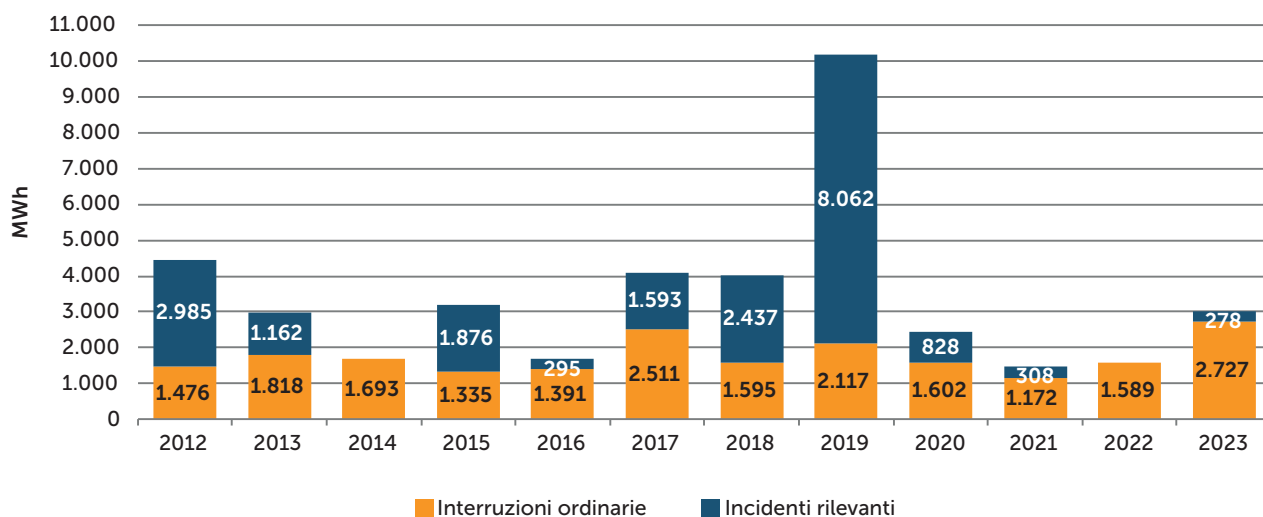
Nella tavola 2.74 è riportato il numero degli incidenti rilevanti, cioè le interruzioni con ENS superiore a 250 MWh (un caso nel 2023), e la relativa ENS nel periodo 2012-2023. Nella successiva figura 2.35 è mostrata la ENS dovuta a interruzioni ordinarie e incidenti rilevanti nel periodo 2012-2023.

TAV. 2.74 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti (numero di incidenti rilevanti ed ENS in MWh)

ANNO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Incidenti rilevanti	3	2	0	2	1	2	1	4	1	1	0	1
ENS	2.985	1.163	0	1.876	295	1.593	2.437	8.063	828	308	0	278

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

FIG. 2.35 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

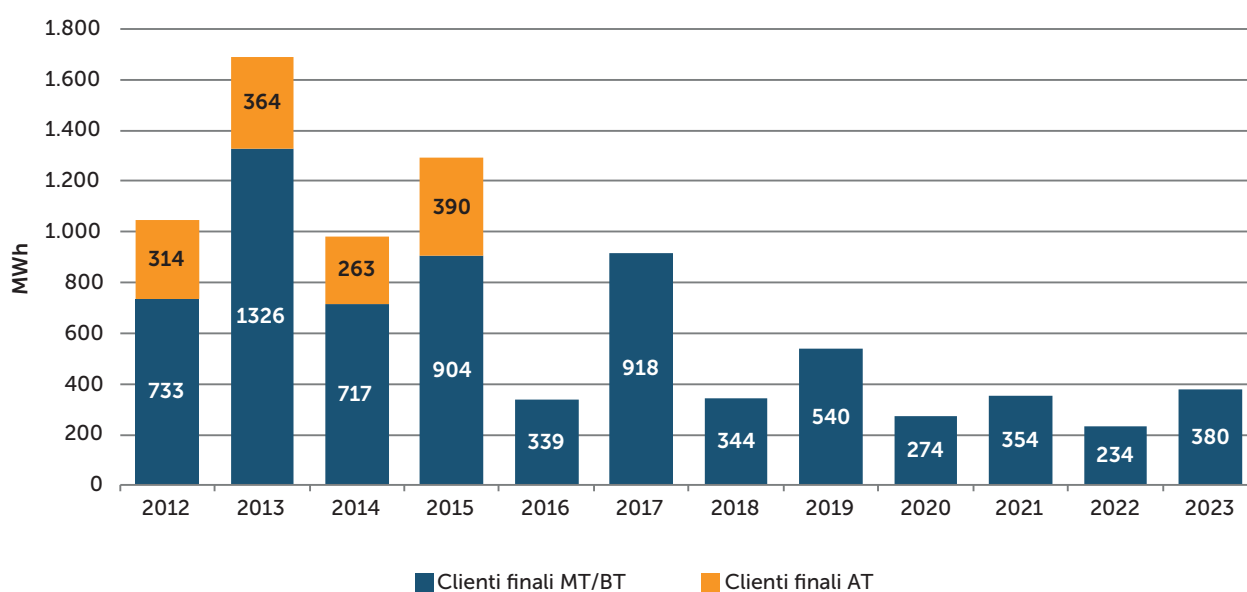
L'incentivazione per Terna volta all'affidabilità del servizio di trasmissione avviene con la regolazione premi-penalità introdotta dall'Autorità⁵⁹ tramite l'indicatore dell'energia non fornita per cause riconducibili all'operato di

59 Con la delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel.

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).

L'andamento della ENS regolata nel periodo dal 2012 al 2023 (Fig. 2.36), evidenzia che la regolazione premi-penalità dell'Autorità e le azioni di Terna hanno determinato un *trend* di riduzione dell'energia non fornita, significativamente migliore rispetto agli obiettivi fissati sulla base di dati storici (il livello obiettivo per l'anno 2023 è pari a 763 MWh/anno, mentre era pari a 980 MWh/anno nel 2016 e poi decrescente 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. 2.36 Energia non fornita regolata soggetta a premi-penalità



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

Nella tavola 2.75 viene riportata la classificazione territoriale di Terna.

Il numero medio delle interruzioni di durata superiore a un secondo per utente, dovute a tutte le cause (anche estranee alla responsabilità di Terna) e inclusi gli incidenti rilevanti, è riportato nella tavola 2.76. Nel 2023 tale numero medio, su base nazionale, è inferiore a quanto rilevato dal 2017.

TAV. 2.75 *Classificazione territoriale di Terna*

DIPARTIMENTO/ DISTRETTO TRASMISSIONE (DT)	EX AREA OPERATIVA TERRITORIALE (AOT)	REGIONE DI RIFERIMENTO
Nord-Ovest (DTNOV)	TORINO	Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria
Nord (DTNOR)	MILANO	Lombardia
Nord-Est (DTNES)	PADOVA	Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Veneto
Centro-Nord (DTCNR)	FIRENZE	Emilia-Romagna, Toscana
Centro (DTCEN)	ROMA	Marche, Umbria, Abruzzo, Lazio, Molise
Sud (DTSUD)	NAPOLI	Puglia, Campania, Basilicata, Calabria
Sicilia (DTSIC)	PALERMO	Sicilia
Sardegna (DTSAR)	CAGLIARI	Sardegna

TAV. 2.76 *Numero medio di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti) per utente direttamente connesso con l'RTN ^(A)*

DIPARTIMENTO/ EX AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Torino	0,20	0,25	0,29	0,47	0,47	0,48	0,46	0,63	0,72	0,29	0,31	0,27
Milano	0,16	0,18	0,20	0,42	0,25	0,27	0,27	0,30	0,55	0,27	0,23	0,31
Padova	0,33	0,46	0,89	0,45	0,44	0,47	0,53	0,62	0,77	0,23	0,28	0,28
Firenze	0,16	0,25	0,17	0,65	0,22	0,57	0,40	0,33	0,43	0,23	0,13	0,20
Roma	0,70	0,57	0,45	0,75	0,55	0,83	0,67	0,51	0,62	0,57	0,51	0,42
Napoli	0,99	0,95	0,95	1,04	0,65	0,81	1,14	1,62	1,02	1,68	1,63	1,19
Palermo	0,79	0,84	1,11	0,89	0,70	0,60	0,76	0,82	1,07	0,66	0,51	0,78
Cagliari	0,41	0,73	2,33	0,61	0,16	0,44	0,29	0,23	0,56	0,28	0,22	0,39
TOTALE	0,45	0,49	0,61	0,65	0,44	0,57	0,59	0,70	0,72	0,59	0,56	0,50

(A) I dati sono calcolati con riferimento alle disalimentazioni subite da utenti coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine.

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

Indisponibilità degli elementi della Rete di trasmissione nazionale

Un elemento della Rete di trasmissione nazionale è detto "indisponibile" quando non è utilizzabile da Terna per lo svolgimento dell'attività di trasmissione. L'indisponibilità è considerata programmata se pianificata con almeno sette giorni di anticipo rispetto alla sua esecuzione, mentre è considerata non programmata negli altri casi.

L'indisponibilità di un elemento di rete può comportare una riduzione della capacità di trasporto, con potenziali effetti economici negativi per gli utenti della rete, e occasionalmente può contribuire a disalimentazioni, in caso di successivi guasti su altri elementi di rete. Tale situazione accade per esempio quando un utente connesso in assetto cosiddetto "magliato" con due linee di alimentazione risulta temporaneamente connesso in assetto radiale (ossia, con una sola linea di alimentazione residua) e poi quest'ultima linea residua si disconnette.

Nelle tavole dalla 2.77 alla 2.80 sono sintetizzate le principali evidenze emerse nel periodo 2015-2023, con un rilievo particolare per l'indisponibilità delle linee elettriche aeree dal momento che rappresentano la tipologia di elementi di rete caratterizzati da maggiori indisponibilità. Nel 2023 l'indicatore sintetico di disponibilità di tutti gli elementi di rete è allineato rispetto al dato del 2022, in calo significativo rispetto al periodo 2015-2017, con un leggero incremento rispetto al 2022 nelle aree operative territoriali di Palermo e Milano, e una riduzione in particolare nelle aree di Firenze e Napoli.

TAV. 2.77 *Indicatore di disponibilità ASAI^(A) relativo a tutti gli elementi di rete per Area operativa territoriale di Terna*

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Torino	98,922%	98,977%	98,964%	98,981%	98,824%	98,885%	98,566%	98,876%	98,810%
Milano	99,096%	99,122%	98,933%	98,772%	98,526%	98,563%	97,993%	98,096%	98,436%
Padova	99,041%	99,254%	99,073%	98,826%	98,623%	98,663%	98,742%	98,538%	98,531%
Firenze	98,856%	98,813%	98,913%	98,770%	98,526%	98,577%	98,124%	98,224%	97,736%
Roma	99,233%	99,144%	98,944%	99,231%	99,072%	98,915%	98,722%	98,673%	98,487%
Napoli	99,314%	99,504%	99,246%	99,060%	98,950%	98,915%	98,535%	98,849%	98,480%
Palermo	99,220%	99,278%	99,254%	99,312%	99,371%	99,101%	98,833%	98,576%	99,100%
Cagliari	99,328%	99,181%	99,131%	98,578%	98,172%	98,444%	97,745%	98,061%	97,864%
TOTALE	99,101%	99,163%	99,043%	98,939%	98,760%	98,759%	98,435%	98,518%	98,454%

(A) *Average system availability index*: rappresenta la disponibilità degli elementi dell'RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.78 *ASAI^(A) relativo alle linee elettriche aeree*

TENSIONE LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤ 150 kV	99,085%	99,127%	98,890%	98,662%	98,517%	98,477%	98,037%	98,306%	98,356%
220 kV	97,416%	98,267%	97,034%	96,778%	94,906%	95,446%	94,771%	93,528%	94,081%
380 kV	98,476%	99,034%	98,195%	98,310%	97,589%	97,593%	97,511%	96,713%	95,499%

(A) *Average system availability index*: rappresenta la disponibilità degli elementi dell'RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.79 *Percentuale di indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione*

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Indisponibilità^(A) programmata									
≤ 150 kV	0,7%	0,8%	0,9%	1,0%	1,1%	1,1%	1,4%	1,4%	1,3%
220 kV	2,2%	1,5%	2,3%	2,5%	4,3%	3,5%	3,5%	3,5%	3,6%
380 kV	1,2%	0,8%	1,3%	1,4%	1,6%	1,7%	2,2%	3,0%	3,6%
Indisponibilità(A) non programmata									
≤ 150 kV	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,5%	0,3%	0,3%

(segue)

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
220 kV	0,4%	0,3%	0,7%	0,7%	0,8%	1,0%	1,8%	3,0%	2,3%
380 kV	0,3%	0,2%	0,5%	0,3%	0,8%	0,7%	0,3%	0,3%	0,9%

(A) L'indisponibilità è calcolata, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN e non rispetto alle sole linee oggetto di almeno un episodio di indisponibilità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.80 *Tempo complessivo medio di permanenza in assetto radiale per un utente strutturalmente connesso in assetto magliato e temporaneamente connesso in assetto radiale (ore/anno), per livello di tensione*

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤ 150 kV	25,360	23,147	25,310	25,631	27,077	30,820	29,953	30,01	29,231
220 kV	38,010	14,991	45,405	13,054	16,945	14,842	41,570	34,844	43,488
380 kV	-	-	-	-	20,832	55,958	39,748	10,36	12,814

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

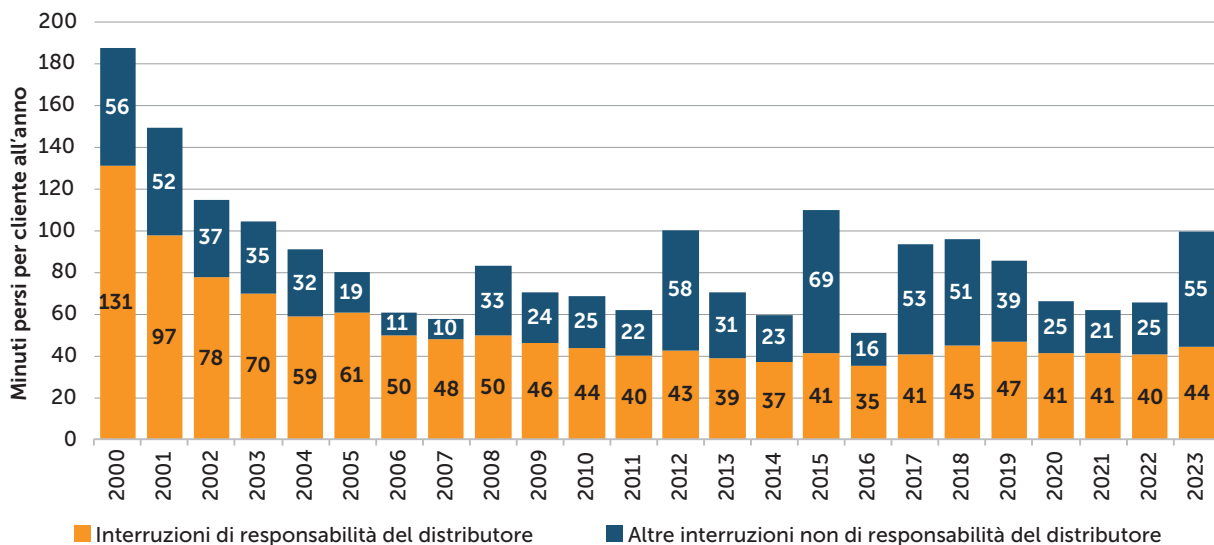
Durata e numero di interruzioni di energia elettrica

Nel 2023 si registra un peggioramento rispetto al triennio 2020-2022 sia per la durata media delle interruzioni senza preavviso (100 minuti), sia per il numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione (4,87).

Il peggioramento della *performance* per il 2023 è attribuito principalmente, come per il triennio 2017-2019 e per gli anni 2012 e 2015, all'impatto di eventi meteorologici eccezionali (alluvioni, tempeste di vento e ondate di calore) che hanno contribuito in modo consistente all'aumento della durata delle interruzioni; le regioni maggiormente colpite da tali eventi meteorologici eccezionali sono il Friuli-Venezia Giulia e l'Emilia-Romagna al Nord, la Toscana al Centro, l'Abruzzo, il Molise, la Campania e la Sicilia al Sud.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2023, 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 a livello nazionale (Fig. 2.37, Fig. 2.38 e Fig. 2.39) e 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 3,43 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Fig. 2.40 e Fig. 2.41). 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), nonché le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti.

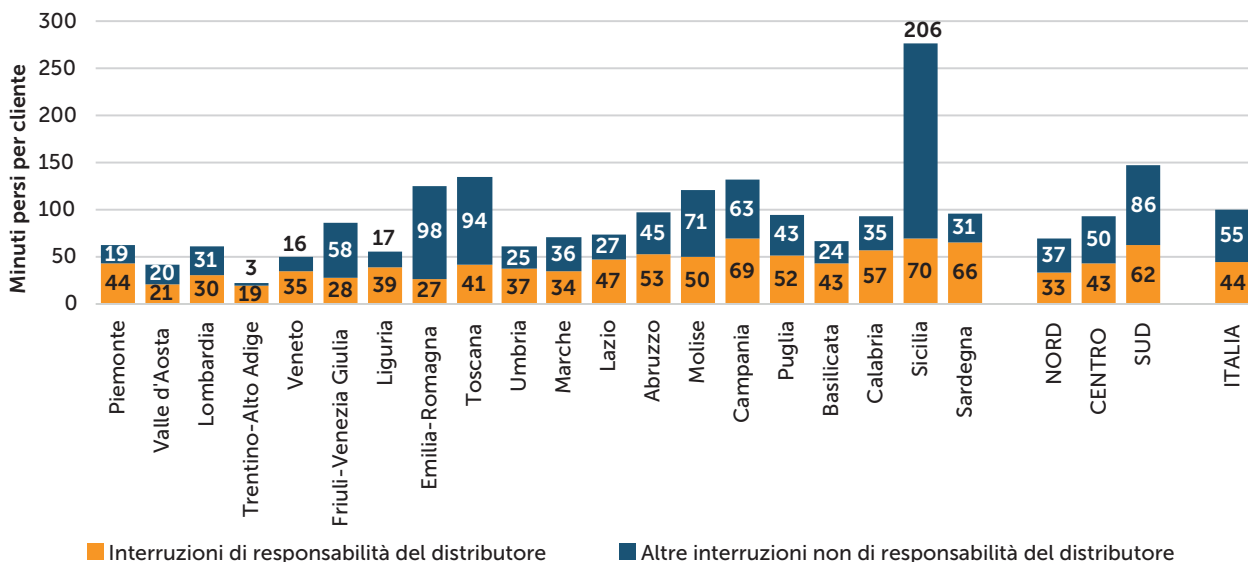
FIG. 2.37 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione^(A)



(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.

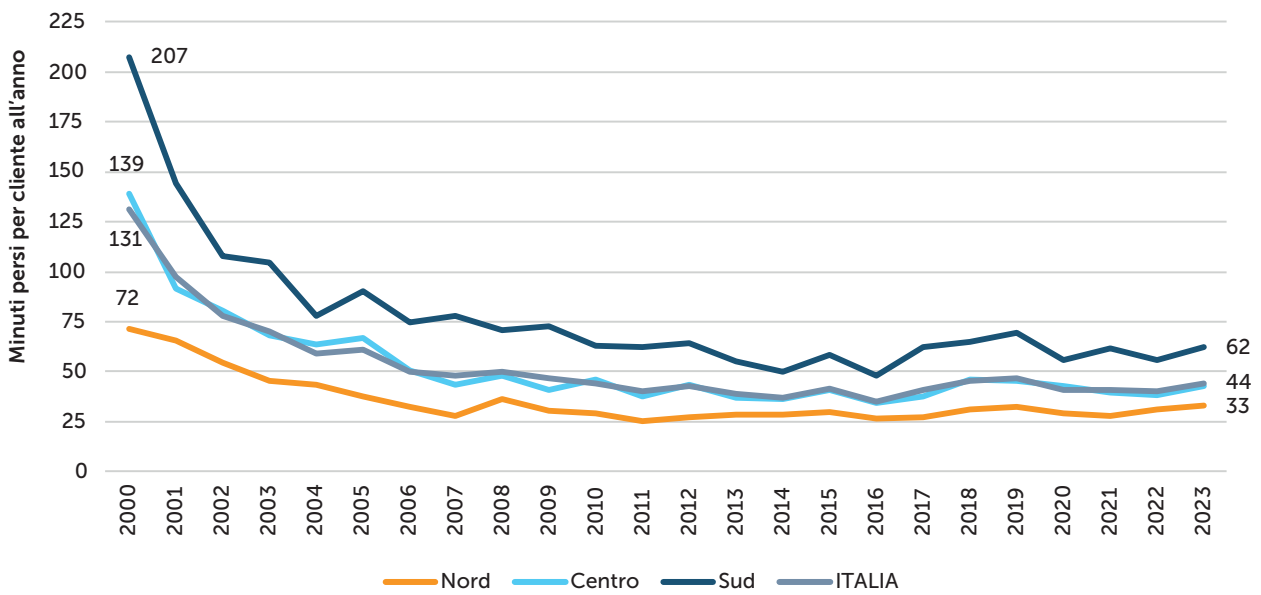
FIG. 2.38 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2023 per regione^(A)



(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sull'RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti.

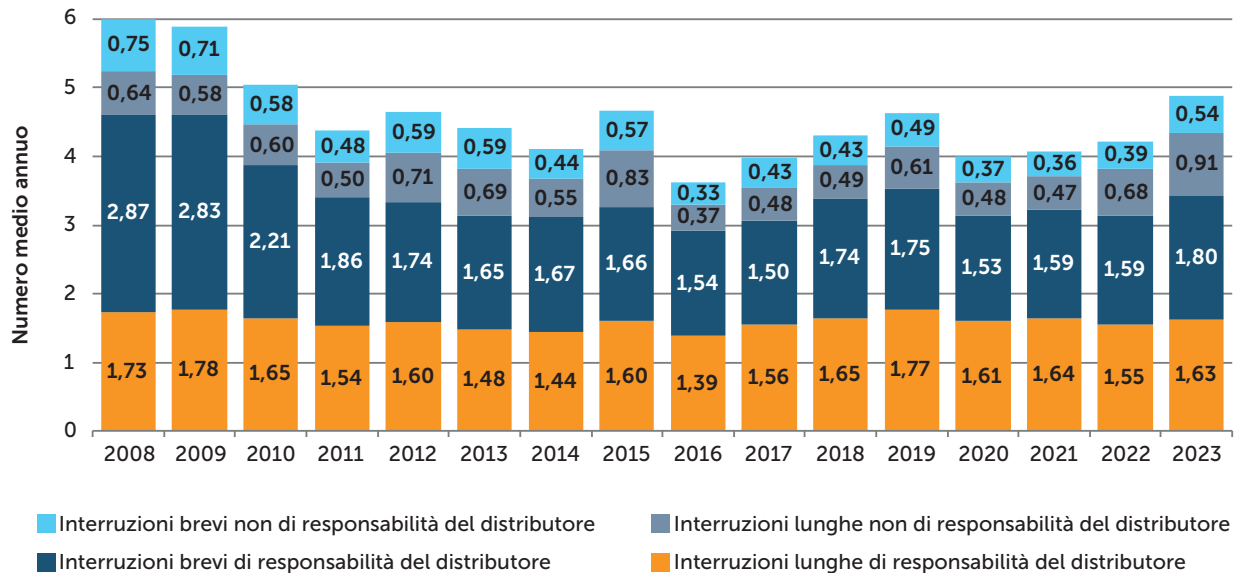
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.39 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

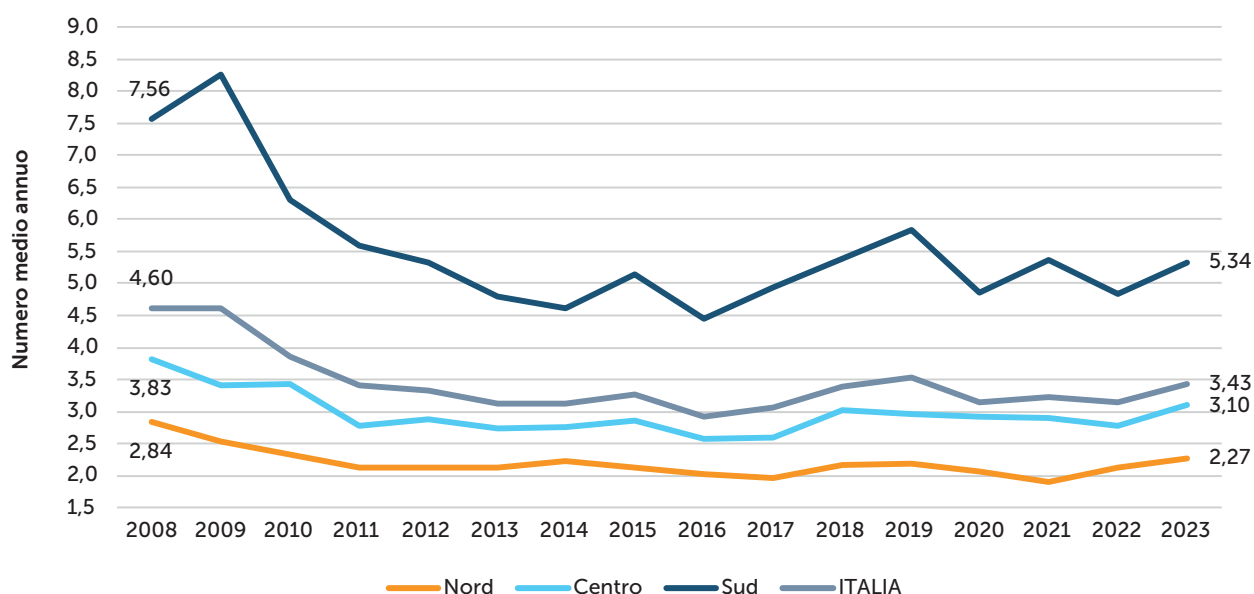
FIG. 2.40 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione^(A)



(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. 2.41 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.

La tavola 2.81 mostra i valori di continuità del servizio su base regionale (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, anche i furti) e in particolare la durata delle interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione, nonché il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie (cioè di durata inferiore al secondo) registrati nel corso del 2023.

Nel 2023, come già nel biennio 2021-2022, si è registrato un aumento della durata media delle interruzioni con preavviso rispetto al quadriennio precedente 2017-2020. Questo effetto è dovuto principalmente al deciso aumento delle connessioni dell'utenza, in particolare di produttori, e alla conseguente crescita delle attività di potenziamento e sviluppo della rete da parte delle imprese distributrici, che comportano un aumento delle interruzioni con preavviso (Fig. 2.42).

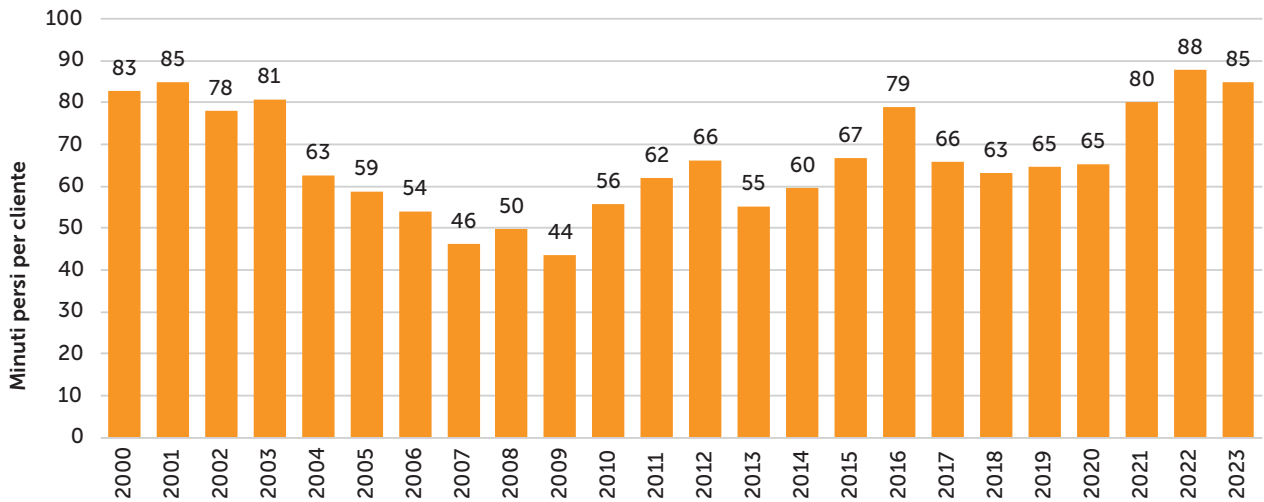
Nel 2023, considerando l'insieme delle interruzioni con e senza preavviso, la durata media per utente in bassa tensione in Italia si attesta a 185 minuti: 115 minuti al Nord, 174 minuti al Centro e 291 minuti al Sud (Fig. 2.43).

TAV. 2.81 Durata (minuti persi) e numero di interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione nel 2023

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE PER UTENTE DELLE INTERRUZIONI AL NETTO DEI FURTI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	63	1,77	1,50	2,24
Valle d'Aosta	41	1,16	1,39	0,72
Liguria	61	1,60	1,50	1,87
Lombardia	22	0,80	0,89	0,70
Trentino-Alto Adige	51	1,66	1,78	4,30
Veneto	86	1,68	2,20	5,00
Friuli-Venezia Giulia	55	1,52	1,47	1,94
Emilia-Romagna	125	1,43	1,68	2,63
Toscana	135	1,94	2,10	2,49
Marche	61	1,85	2,10	5,88
Umbria	71	1,88	2,18	4,18
Lazio	74	2,47	1,97	3,67
Abruzzo	97	2,79	3,13	8,79
Molise	121	2,65	2,92	9,64
Campania	132	4,40	3,00	4,00
Puglia	95	3,59	3,31	5,38
Basilicata	67	2,32	2,80	5,52
Calabria	92	3,79	3,02	6,57
Sicilia	276	5,67	4,89	8,29
Sardegna	96	3,11	4,06	7,96
Nord	69	1,57	1,58	2,56
Centro	93	2,17	2,05	3,51
Sud	148	4,16	3,62	6,45
ITALIA	100	2,53	2,34	4,02

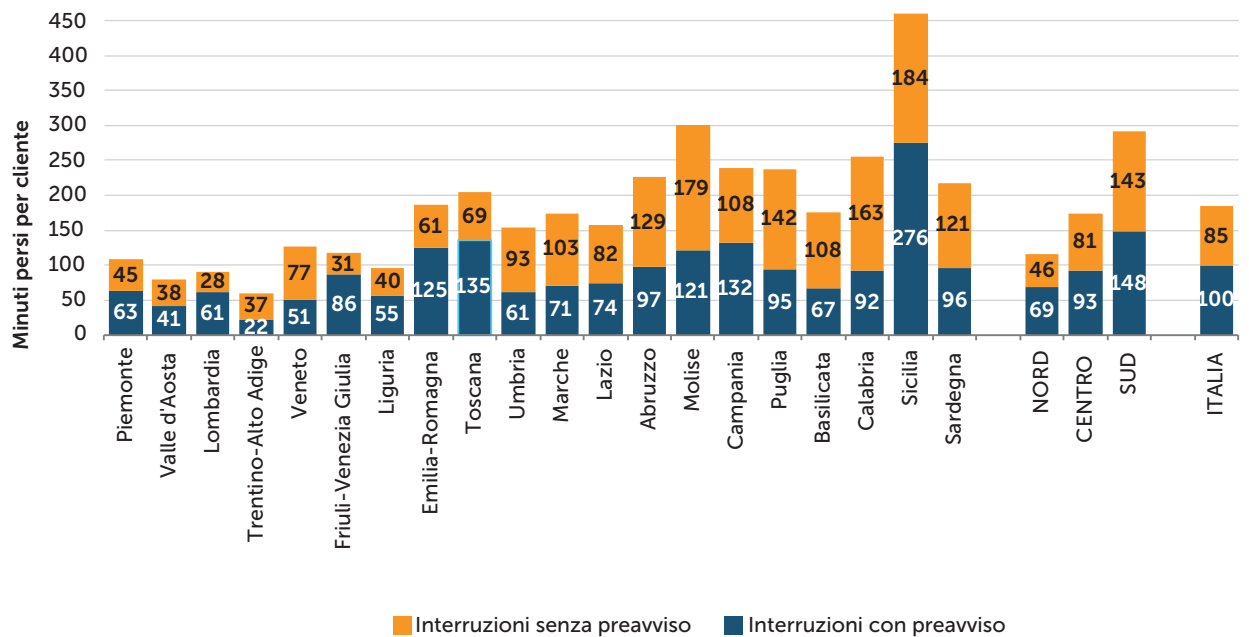
Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.42 Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per utente in bassa tensione



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.43 Durata delle interruzioni con e senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2023, per regione



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Servizi di mitigazione delle interruzioni originate nella rete di alta tensione

La regolazione prevede una remunerazione alle imprese distributrici da parte di Terna per le mitigazioni (da parte delle imprese distributrici stesse) degli effetti delle disalimentazioni per guasti sull'RTN, normalmente attuate tramite azioni di riconfigurazione delle reti MT in modo da controalimentare il carico: tali azioni di mitigazione, qualora determinino un risparmio per Terna in relazione al meccanismo incentivante la continuità del servizio di trasmissione, vengono remunerate.

Nella tavola 2.82 sono riportati il numero di episodi di mitigazione resi dalle imprese distributrici nel periodo 2012-2023 e l'entità complessiva dell'energia controalimentata oggetto di remunerazione.

TAV. 2.82 *Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione reso dalle imprese distributrici (numero di episodi ed energia in MWh)*

ANNO	NUMERO TOTALE DI EPISODI	ENERGIA CONTROALIMENTATA OGGETTO DI REMUNERAZIONE	NUMERO DI EPISODI CON RETE DI DISTRIBUZIONE GIÀ CONTROALIMENTATA	ENERGIA CONTROALIMENTATA OGGETTO DI REMUNERAZIONE
2012	17	477	0	0
2013	22	1.408	0	0
2014	9	353	0	0
2015	17	232	2	11
2016	6	133	0	0
2017	12	1.392	0	0
2018	17	785	0	0
2019	16	275	1	38
2020	41	1.844	17	546
2021	26	910	14	628
2022	20	542	11	110
2023	19	291	3	27

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

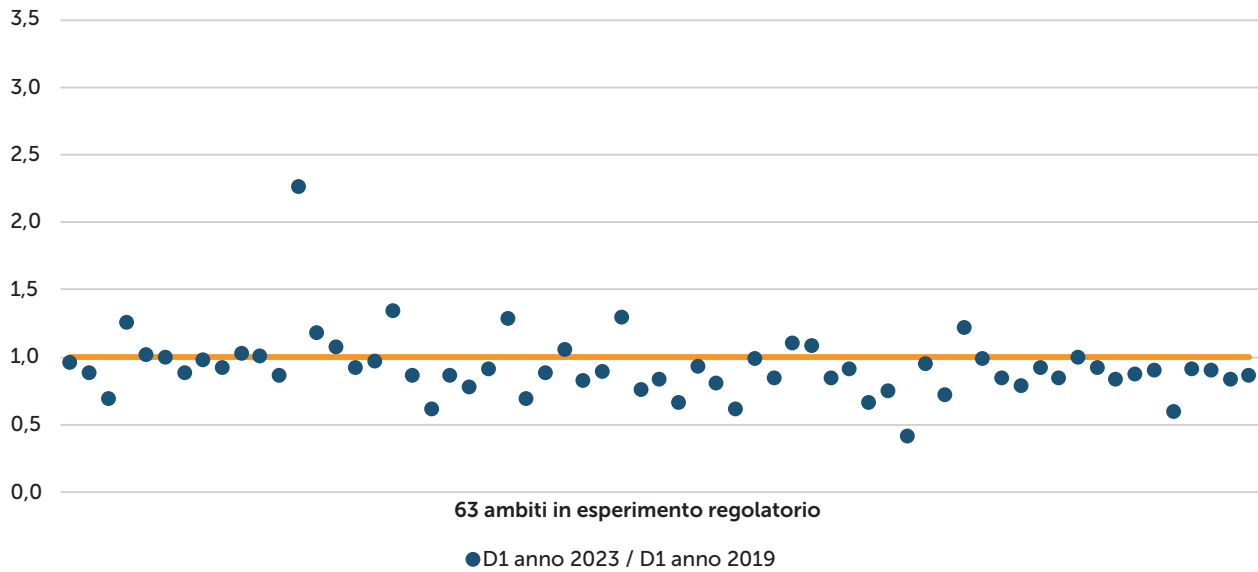
Regolazione per esperimenti della qualità del servizio di distribuzione

Dal 2020 è in vigore la regolazione per esperimenti, applicata in ambiti con livelli di durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici (indicatore cosiddetto D1) e/o numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi di responsabilità delle imprese distributrici (indicatore cosiddetto N1) sensibilmente peggiori dei livelli obiettivo fissati dall'Autorità.

Due imprese (Areti ed e-distribuzione) hanno presentato un progetto che include la sperimentazione di nuove tecnologie, impegnandosi a raggiungere il livello obiettivo prefissato entro il 2023 lungo un percorso di miglioramento "personalizzato". Appartengono a questo regime il 19% circa degli ambiti e il 27% circa degli utenti in bassa tensione.

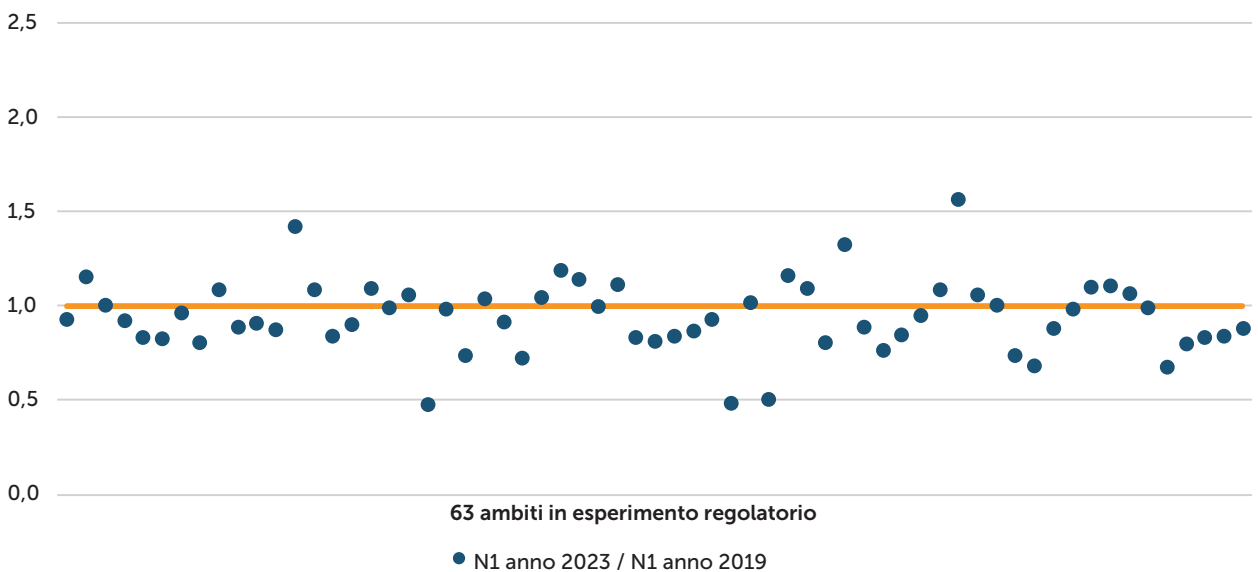
Per ogni ambito territoriale e, separatamente, per la durata (D1) e il numero (N1), il confronto tra il dato 2023 e il dato 2019 (Fig. 2.44 e Fig. 2.45) evidenzia un miglioramento della continuità del servizio per la maggior parte degli ambiti in esperimento (i pallini al di sotto della linea di riferimento indicano il miglioramento del dato 2023 rispetto a quello del 2019) mentre per la maggior parte degli ambiti in esperimento il livello obiettivo prefissato per il 2023 non è stato raggiunto (Fig. 2.46 e Fig. 2.47) (i pallini al di sopra della linea di riferimento indicano il mancato raggiungimento dell'obiettivo 2023).

FIG. 2.44 Confronto per la durata di interruzione (D1) nel 2023 con quello del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori



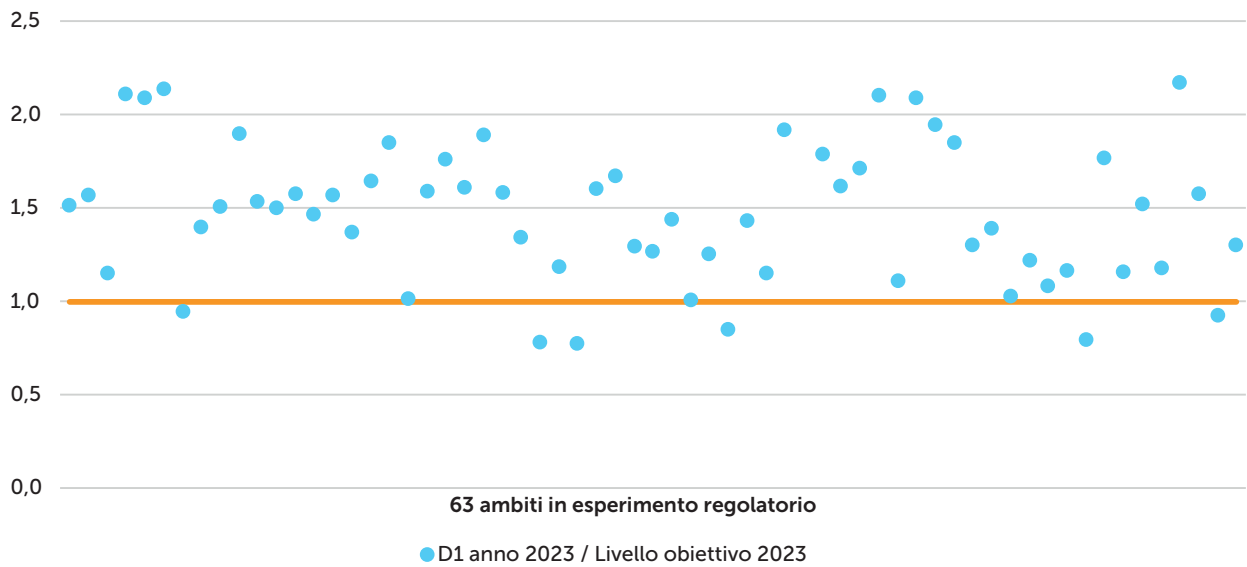
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.45 Confronto per il numero di interruzioni (N1) nel 2023 a confronto con quello del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori



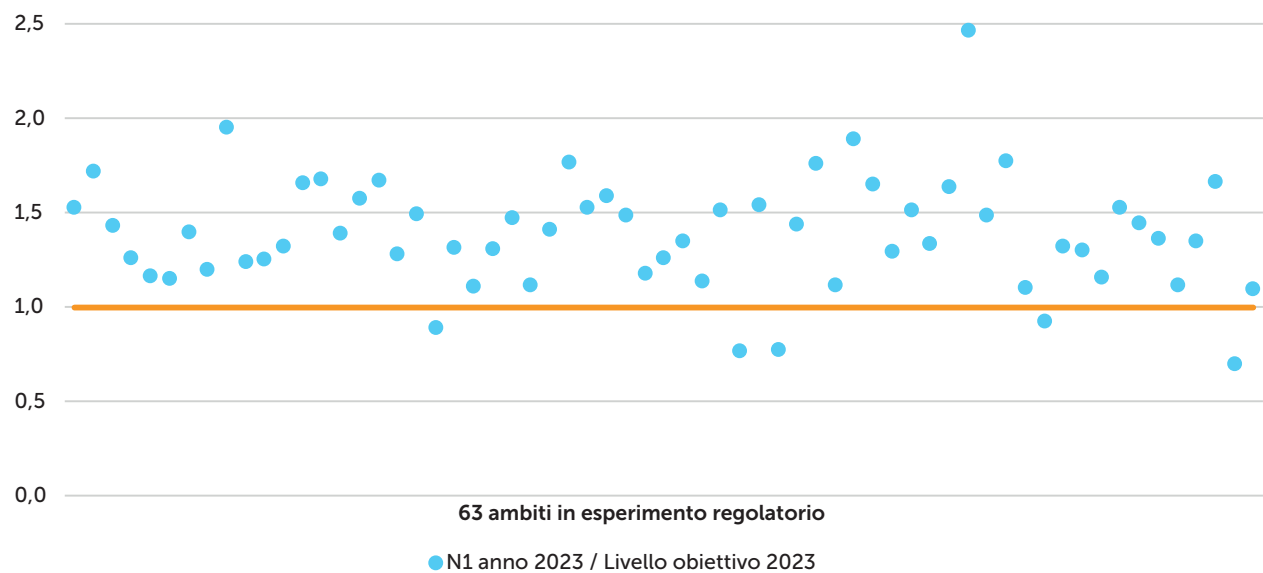
Fonte: ARERA, e su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.46 Confronto per la durata di interruzione (D1) nel 2023 e il livello obiettivo 2023 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.47 Confronto per il numero di interruzioni (N1) nel 2023 e il livello obiettivo 2023 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

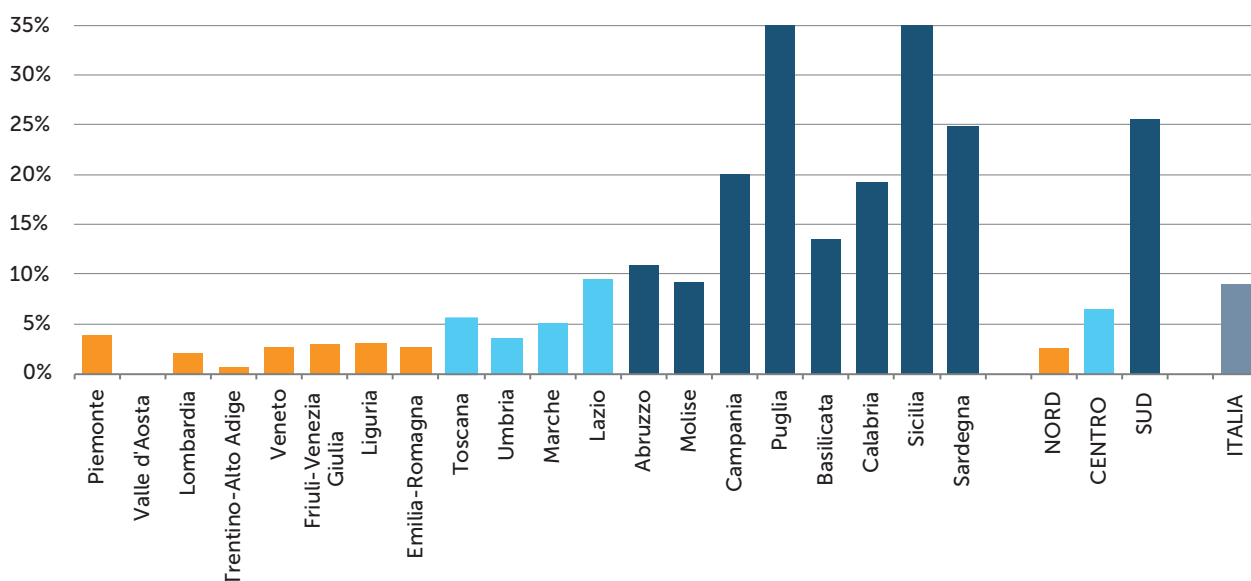
Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono un meccanismo di regolazione individuale di tutela anche per gli utenti alimentati in media tensione.

Gli utenti in media tensione che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (fino a 6 interruzioni all'anno per i clienti localizzati in comuni con più di 50.000 abitanti, fino a 9 interruzioni all'anno per i clienti localizzati in comuni con un numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000 e fino a 10 interruzioni all'anno per i clienti localizzati in comuni fino a 5.000 abitanti) ricevono un indennizzo economico, ma a condizione di aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità. Gli utenti in media tensione che nel 2023 hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud: qui la percentuale degli utenti peggio serviti è pari al 26%, contro il 9% medio nazionale (Fig. 2.48).

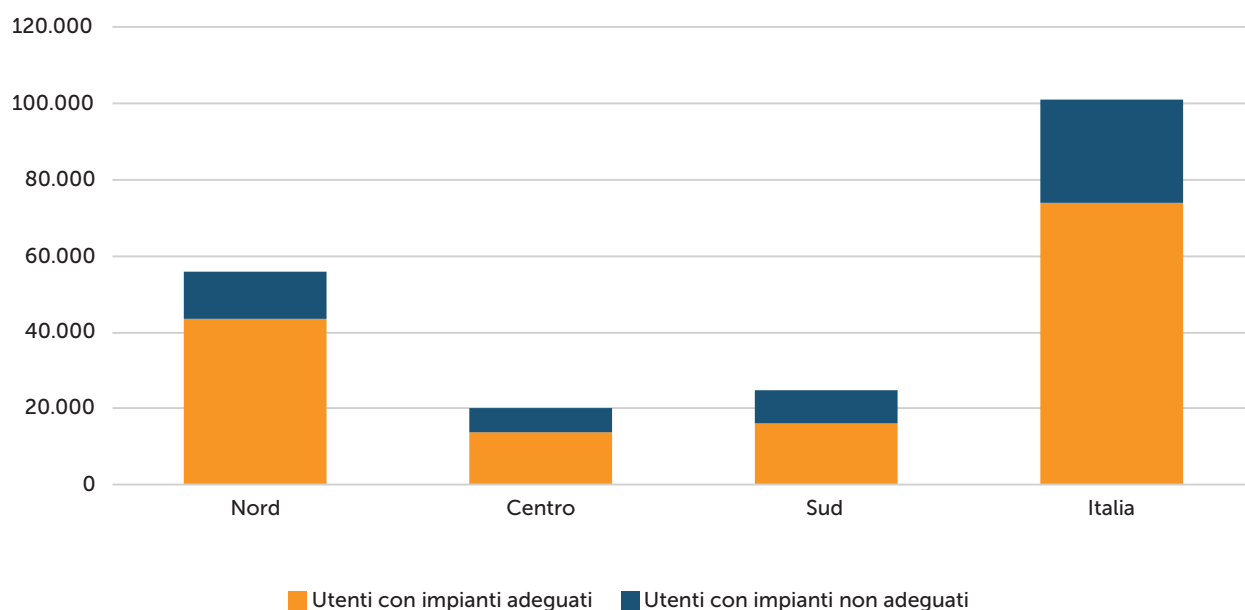
La non adeguatezza degli impianti può comportare, in caso di guasti al loro interno, interruzioni a tutti gli utenti connessi alla medesima linea elettrica: pertanto, in caso di mancata presentazione della dichiarazione di adeguatezza, gli utenti sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS). Per l'anno 2023 il CTS complessivamente pagato ammonta a poco più di 28 milioni di euro, che portano a un totale di circa 660 milioni di euro i versamenti nel periodo 2007-2023; nel 2023 l'importo medio del CTS corrisposto dagli utenti per ogni impianto non adeguato, che sono complessivamente pari a poco meno di 27.000 impianti, ha superato di poco i 1.000 euro.

L'ammontare derivante dal corrispettivo tariffario specifico CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2023 è in diminuzione rispetto agli anni precedenti. Tale andamento è spiegabile con il leggero aumento del numero di utenti in media tensione con impianti adeguati che al 31 dicembre 2023 ha superato le 73.000 unità (Fig. 2.49); al 31 dicembre 2022 il numero di utenti in media tensione con impianti adeguati era di poco inferiore alle 71.000 unità, mentre al 31 dicembre 2020 era di poco superiore alle 69.000 unità.

FIG. 2.48 Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.49 Numero di utenti in media tensione con impianti adeguati e non adeguati nel 2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.83 Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni (milioni di euro)

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CORRISPOSTE A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	QUOTA VERSATA A CSEA PER GLI UTENTI IN MT NON ADEGUATI
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8
2011	14,2	5,2	9,0
2012	6,3	2,9	3,4
2013	4,8	2,4	2,4
2014	7,4	4,2	3,2
2015	7,5	4,2	3,3
2016	5,4	3,4	2,0
2017	5,7	3,6	2,1
2018	8,4	5,4	3,0
2019	9,0	5,9	3,1
2020	5,8	4,1	1,7
2021	10,1	8,0	2,1
2022	7,6	5,3	2,3
2023	9,7	7,1	2,6

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Le penalità versate dalle imprese distributrici per eccessivo numero di interruzioni durante l'anno 2023 sono risultate in aumento rispetto al 2022, come mostrato nella tavola 2.83; ciò è dovuto al peggioramento del numero medio delle interruzioni per utente di responsabilità delle imprese distributrici.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni (in cui si azzerava la tensione di esercizio su tutte le fasi), gli utenti di tipo industriale, e in particolare quelli associati ad attività produttive di tipo continuo, sono sensibili al disturbo della qualità della tensione denominato "buco di tensione". Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione di esercizio seguito dal suo rapido ripristino. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

I dati sui buchi di tensione sono oggetto di pubblicazione comparativa da parte dell'Autorità a partire dal 2020, e sono ottenuti attraverso il monitoraggio di tutte le semisbarre MT delle cabine primarie con apparecchiature che costituiscono parte del "Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione" (MonNaLISA), sviluppato da RSE, che aggrega ed elabora i dati ricevuti dai distributori.

Considerando che la registrazione dei buchi di tensione su tutta la rete in media tensione è un processo complesso e che pertanto i dati relativi al 2023 sono ancora in fase di elaborazione e verifica, la tavola 2.84 riporta il numero medio di buchi di tensione registrati dal 2016 al 2022 dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione, riferito a tutte le semisbarre monitorate. I buchi di tensione sono classificati secondo le classi di immunità delle apparecchiature elettriche a fronte di buchi di tensione.

TAV. 2.84 *Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione*

INDICATORE ^(A)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
N: numero dei buchi di tensione	84,93	100,97	109,99	100,86	79,57	78,78	81,12
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	30,74	37,21	36,80	32,26	27,12	27,18	26,41
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	12,39	14,35	14,65	12,45	9,92	9,98	9,02

(A) Dati riferiti al periodo tra il 1° gennaio e il 31 dicembre degli anni indicati.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati del Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

La tavola 2.85 riporta il numero medio di buchi di tensione per semisbarra monitorata nell'anno 2022, reso disponibile dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella norma CEI EN 50160 "Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica", pubblicata nel maggio 2011. Le celle evidenziate nella tavola sono quelle che riportano buchi di tensione "severi". Più precisamente, le celle evidenziate in colore più tenue riportano buchi di tensione con classe di severità 2 (N2a), mentre quelle evidenziate in colore più scuro riportano i buchi di tensione con classe di severità 3 (N3b).

I buchi di tensione "severi", oggetto di pubblicazione dell'Autorità sono quelli classificati come N3b dalla norma CEI EN 50160, con l'ulteriore esclusione delle celle caratterizzate da durata 10-200 ms e tensione residua minore

del 40% in quanto, pur impattando negativamente sugli utenti, sono tipicamente conseguenti a guasti eliminati dal corretto funzionamento dei sistemi di protezione.

TAV. 2.85 *Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2022*

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA ^(A)				
	10-200 MS	200-500 MS	0,5-1 S	1-5 S	5-60 S
$80 \leq u < 90$	34,17	4,00	0,70	0,26	0,05
$70 \leq u < 80$	14,04	2,50	0,30	0,07	0,01
$40 \leq u < 70$	16,43	2,47	0,26	0,06	0,03
$5 \leq u < 40$	5,01	0,63	0,08	0,02	0,01
$1 \leq u < 5$	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01

(A) Dati riferiti al periodo tra il 1° gennaio e il 31 dicembre. Le celle evidenziate corrispondono a buchi di tensione "severi"; in quelle di colore più tenue i buchi di tensione hanno classe di severità 2 (N2a), mentre in quelle di colore più scuro i buchi hanno classe di severità 3 (N3b).

Fonte: Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

La tavola 2.86, tratta dalla terza pubblicazione comparativa dell'Autorità sui buchi di tensione, riporta il numero medio di buchi di tensione "severi" per utente in media tensione (clienti finali e produttori) nell'anno 2022, aventi origine nelle reti di distribuzione in media tensione e misurati da apparecchiature di misura in servizio per almeno 350 giorni, reso disponibile dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione.

TAV. 2.86 *Numero di buchi di tensione severi per utente in media tensione nel 2022 per regione e distributore*

DISTRIBUTORE	REGIONE	NUMERO DI BUCHI SEVERI PER UTENTE MT ^(A)
Acegasapsamga S.p.a.	Friuli-Venezia Giulia	0,00
Air - Azienda Intercomunale Rotaliana	Trentino-Alto Adige	0,00
Azienda Reti Elettriche	Trentino-Alto Adige	0,00
Dea	Marche	0,00
E.U.M. Soc. Coop. per l'Energia e l'Ambiente Moso	Trentino-Alto Adige	0,00
Ld Reti	Lombardia	0,00
Reti Di. Voghera	Lombardia	0,00
Set Distribuzione	Trentino-Alto Adige	0,10
Deval	Valle d'Aosta	0,13
iReti	Emilia-Romagna	0,16
Odoardo Zecca	Abruzzo	0,21
Unareti	Lombardia	0,29
Azienda Servizi Di Bressanone	Trentino-Alto Adige	0,33
iReti	Piemonte	0,34
Areti	Lazio	0,35
e-distribuzione	Lombardia	0,61
e-distribuzione	Emilia-Romagna	0,73

(segue)

DISTRIBUTORE	REGIONE	NUMERO DI BUCHI SEVERI PER UTENTE MT ^(A)
Inrete Distribuzione Energia	Emilia-Romagna	0,87
Edyna	Trentino-Alto Adige	0,96
Amaie	Liguria	1,00
Reti Più	Lombardia	1,00
Secab	Friuli-Venezia Giulia	1,00
Asm Terni	Umbria	1,12
V-Reti	Veneto	1,16
e-distribuzione	Veneto	1,42
e-distribuzione	Liguria	1,43
e-distribuzione	Piemonte	1,51
e-distribuzione	Friuli-Venezia Giulia	1,76
e-distribuzione	Toscana	1,88
Assm	Marche	2,14
e-distribuzione	Sardegna	3,28
e-distribuzione	Molise	4,22
e-distribuzione	Calabria	4,66
e-distribuzione	Abruzzo	5,64
e-distribuzione	Umbria	5,72
e-distribuzione	Marche	5,80
e-distribuzione	Lazio	7,14
e-distribuzione	Puglia	7,55
e-distribuzione	Campania	7,87
Amet	Puglia	8,35
e-distribuzione	Sicilia	9,80
e-distribuzione	Basilicata	11,21
Asm Vercelli ^(B)	Piemonte	N.A.
Assem ^(C)	Marche	N.A.
Societa Cooperativa Elettrica di Distribuzione Campo Tures ^(D)	Trentino-Alto Adige	N.A.
TOTALE	ITALIA	2,93

(A) Numero di buchi di tensione con origine nelle reti in media tensione monitorate per almeno 350 giorni per utente, inteso come cliente finale e/o produttore, in media tensione.

(B) Dati non comunicati.

(C) Apparecchiature di misura non disponibili o dati rilevati non correttamente.

(D) Giorni di funzionamento delle apparecchiature di misura ≤ 350 gg/anno.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati del Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

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 (Tav. 2.87).

TAV. 2.87 Standard sulla durata massima delle interruzioni per utenti in bassa e in media tensione (in ore)

TIPO DI INTERRUZIONE E GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE	STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso		
Alta concentrazione (comuni con più di 50.000 abitanti)	8	4
Media concentrazione (comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000)	8	4
Bassa concentrazione (comuni con meno di 5.000 abitanti)	12	6
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: ARERA.

La tavola 2.88 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione con riferimento alle interruzioni occorse nel 2023 per il superamento di tali standard: circa 87 milioni di euro a poco più di 1.100.000 utenti in bassa tensione (in media circa 77 € per utente) e poco meno di 7 milioni di euro a circa 6.500 utenti in media tensione (in media circa 1.000 € per utente).

TAV. 2.88 Indennizzi automatici erogati nel 2023 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	321.793	21,2	761	1,3
Media	632.729	49,9	3.904	3,8
Bassa	174.897	15,8	1.857	1,5
TOTALE	1.129.419	87,0	6.522	6,6

Fonte: ARERA.

Per il 2022, circa 67 milioni di euro di indennizzi – rispetto ai 93 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 26 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici o di Terna per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità (Tav. 2.89).

TAV. 2.89 *Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna (milioni di euro)*

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER SUPERAMENTO DELLA DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI	AMMONTARE RICHIESTO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI	QUOTA PARTE A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI E DI TERNA
2009	4,2	3,5	0,6
2010	15,5	13,2	2,3
2011	21,6	18,4	3,2
2012	92,9	89,3	3,7
2013	38,8	30,1	8,7
2014	21,7	18,2	3,5
2015	111,2	103,5	7,7
2016	12,3	8,1	4,2
2017	81,7	74,5	7,2
2018	102,0	77,7	24,3
2019	61,1	44,5	16,6
2020	33,9	22,7	11,3
2021	23,6	13,9	9,7
2022	32,4	19,9	12,4
2023	93,5	68,2	25,3

Fonte: ARERA.

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).

Il numero di prestazioni richieste dai clienti finali e produttori nel 2023 è in linea con quello degli anni precedenti, con l'eccezione del 2020, anno per il quale il numero delle prestazioni richieste (3,9 milioni) registrò una diminuzione. Il numero di prestazioni richieste nel 2023, infatti, ha superato di poco 4,1 milioni, a fronte dei circa 4,3 milioni di richieste per ogni anno del biennio 2021-2022 e dei 4,6 milioni circa di richieste all'anno nel periodo 2016-2019.

Il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero degli indennizzi corrisposti nel 2023, come per il 2022, sono in deciso aumento rispetto al periodo 2016-2021. Ciò è dovuto

principalmente all'aumento delle richieste di connessione ricevute da parte dei produttori, che ha comportato una maggiore operatività per il personale tecnico e commerciale, ma anche ritardi nell'esecuzione delle prestazioni di qualità commerciale richieste, aumento dei casi di mancato rispetto degli standard e aumento degli indennizzi automatici (Tav. 2.90).

TAV. 2.90 *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	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	INDENNIZZI PAGATI NELL'ANNO	AMMONTARE PAGATO NELL'ANNO (M€)
2001	25.650	12.437	0,82
2002	61.881	52.229	3,11
2003	67.344	79.072	4,21
2004	57.424	48.305	3,41
2005	64.696	63.822	4,43
2006	73.868	73.714	4,07
2007	73.903	70.712	4,25
2008	30.359	28.873	2,36
2009	28.693	25.687	1,74
2010	14.499	13.005	1,00
2011	15.351	14.989	1,22
2012	15.168	14.633	1,29
2013	20.795	24.976	2,36
2014	15.765	19.523	1,97
2015	15.833	17.206	1,46
2016	27.905	18.986	1,70
2017	29.791	35.885	3,76
2018	32.389	31.690	2,79
2019	54.113	50.218	4,27
2020	31.389	36.270	4,41
2021	37.524	42.428	3,84
2022	62.520	67.515	6,56
2023	53.322	60.669	6,05

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (tavole dalla 2.91 alla 2.97) si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2023 è inferiore al 3% e riguarda:

- per i clienti in bassa tensione: l'attivazione della fornitura, la disattivazione della fornitura, la riattivazione per morosità e la fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente;
- per i clienti in media tensione: la fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente;
- per i produttori in bassa tensione: la sostituzione del gruppo di misura guasto.

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono superiori al 3%.

TAV. 2.91 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

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	161.566	10,94	4,74%	8.499
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	164.364	7,41	4,57%	9.301
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	66.065	37,78	10,67%	8.224
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.448.100	0,89	0,41%	7.656
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	808.515	0,77	0,38%	3.611
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	879.750	0,06	0,24%	2.154
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	276.093	0,06	1,97%	5.216
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	65.163	2,09	7,64%	4.972
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	16.472	10,19	3,12%	833
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	7.711	7,37	3,06%	295
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	4.771	14,94	6,04%	331
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1.233	107,04	34,17%	537

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.92 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

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	88.258	11,17	4,74%	4.488
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	91.343	7,49	4,57%	5.428
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	39.414	39,78	12,15%	5.472

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.93 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 riferiti alle connessioni temporanee per gli utenti non domestici BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

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	31.309	6,30	3,89%	1.308
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	87.879	3,47	1,67%	1.796
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	2.418	5,77	3,19%	101

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.94 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per gli utenti MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

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	13.526	22,13	4,07%	510
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	20 giorni lavorativi	236	14,91	8,47%	24
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.762	29,76	10,27%	234
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.859	4,11	5,45%	137
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.456	6,78	5,95%	129
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	567	1,22	5,11%	39
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	3.108	0,02	1,40%	36
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	223	12,79	7,17%	18
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	55	16,09	18,18%	11
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	34	16,85	6,06%	6
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1	315,00	100,00%	1

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.95 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 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

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	7.137	22,03	3,72%	253
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	64	15,28	14,06%	3
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	939	29,24	10,28%	134

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.96 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

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	1.517	10,46	3,63%	74
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	585	5,04	2,22%	16
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	2.249	13,04	4,54%	98
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1.515	71,40	26,01%	588

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.97 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

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	122	11,48	9,84%	18
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	33	5,76	12,12%	6
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1	32,00	0,00%	0

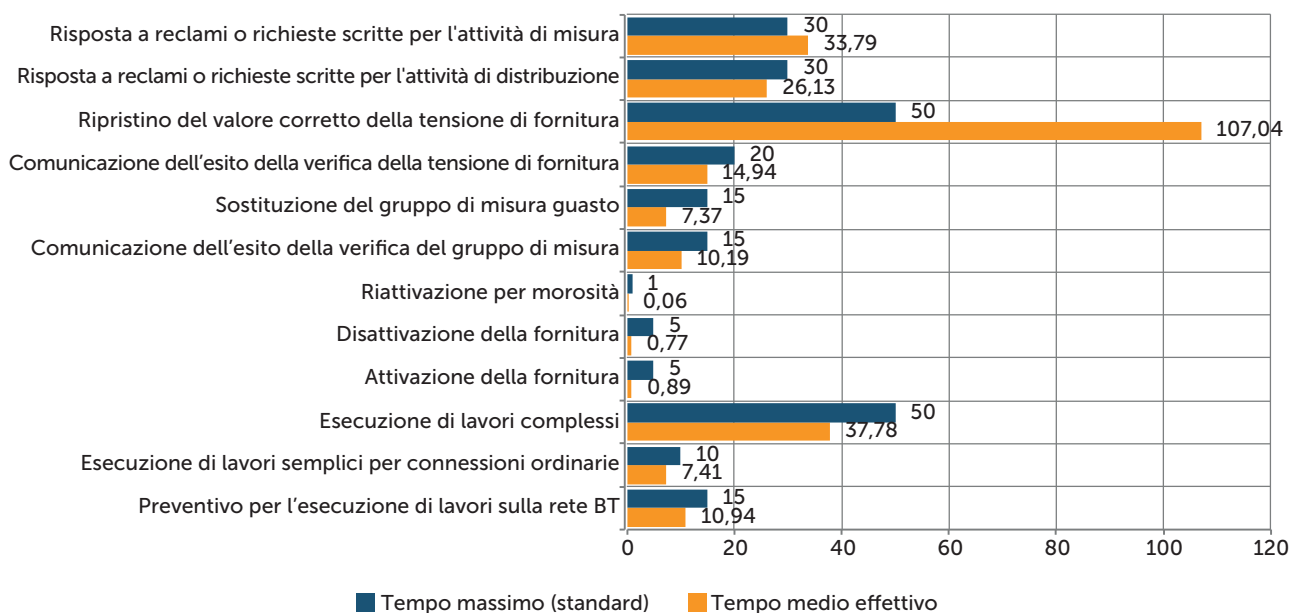
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

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 2023 per categoria di utenza (si veda dalla figura 2.50 alla figura 2.56), si può osservare che il tempo medio effettivo è migliore del tempo massimo fissato dall’Autorità per ogni tipologia di prestazione e utenza, ad esclusione:

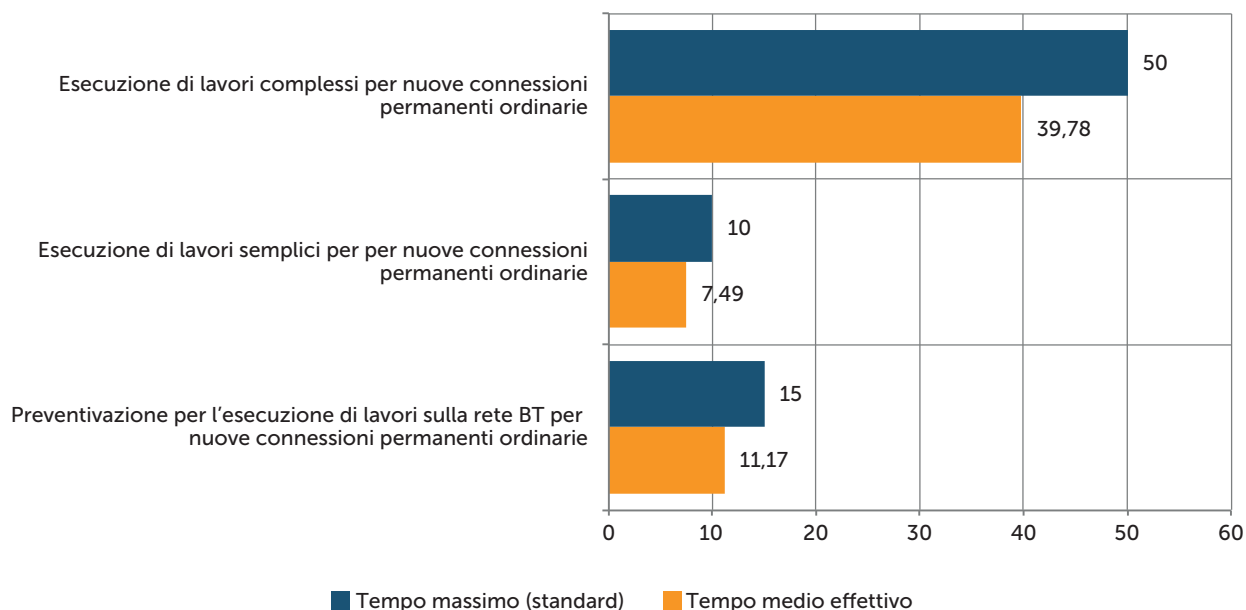
- per gli utenti in bassa tensione: del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura e della risposta a reclami o richieste scritte per l’attività di distribuzione e misura;
- per gli utenti in media tensione: della riattivazione per morosità, della sostituzione del gruppo di misura guasto e del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- per i produttori in bassa tensione: del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

FIG. 2.50 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



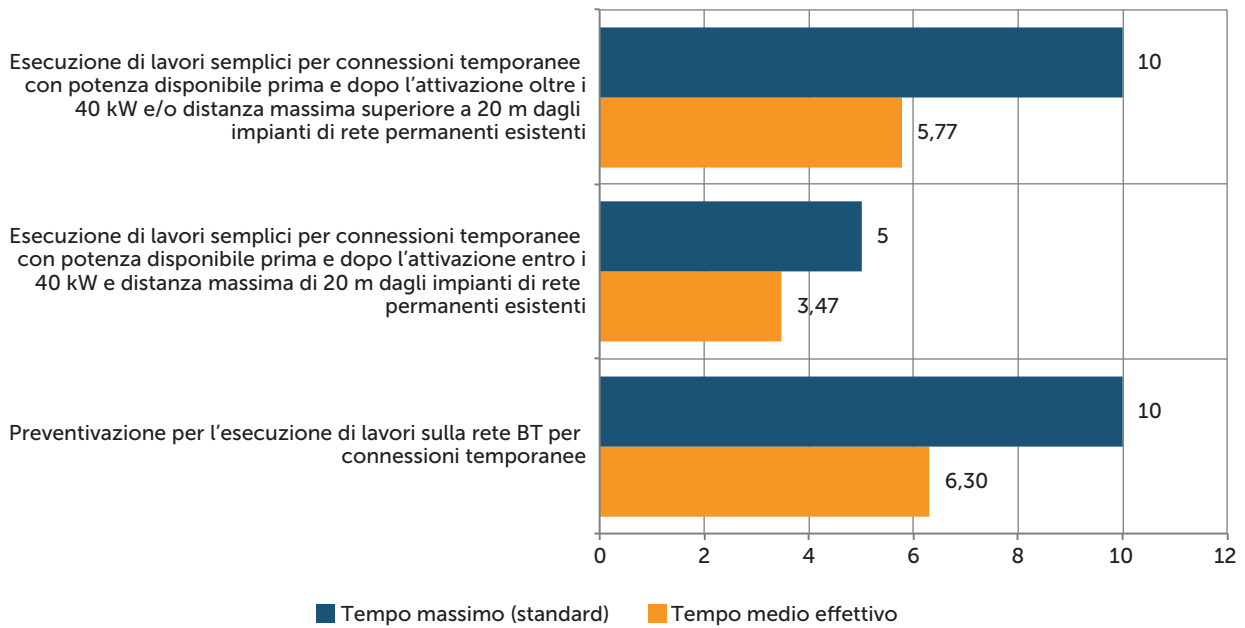
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.51 Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



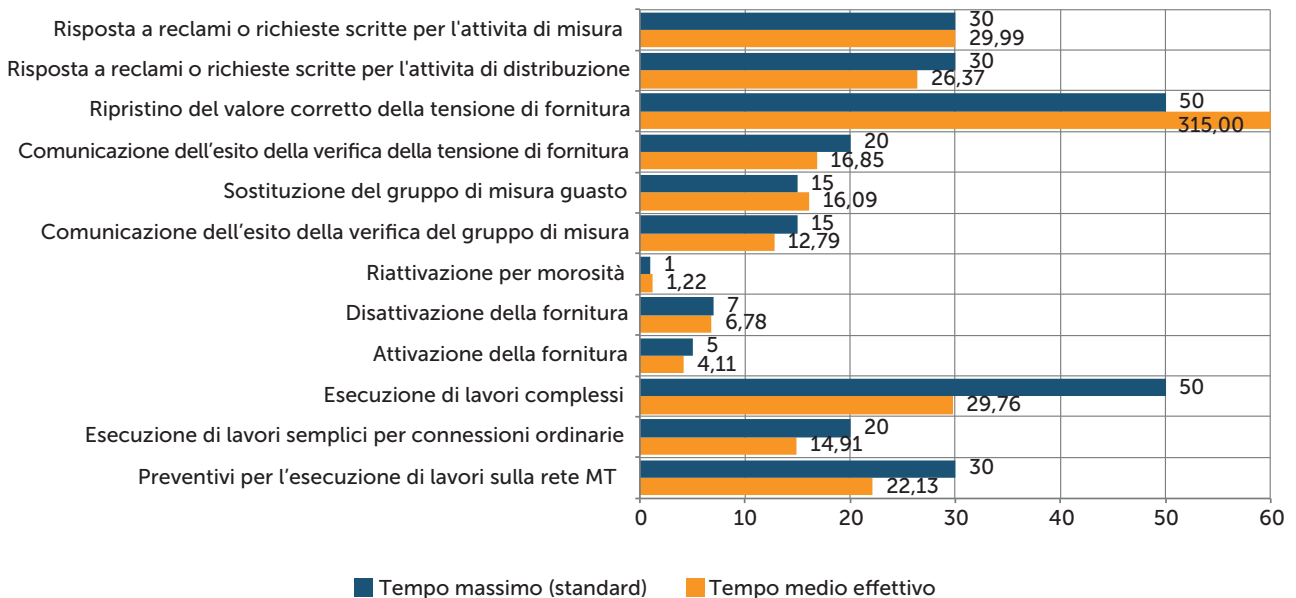
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.52 Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



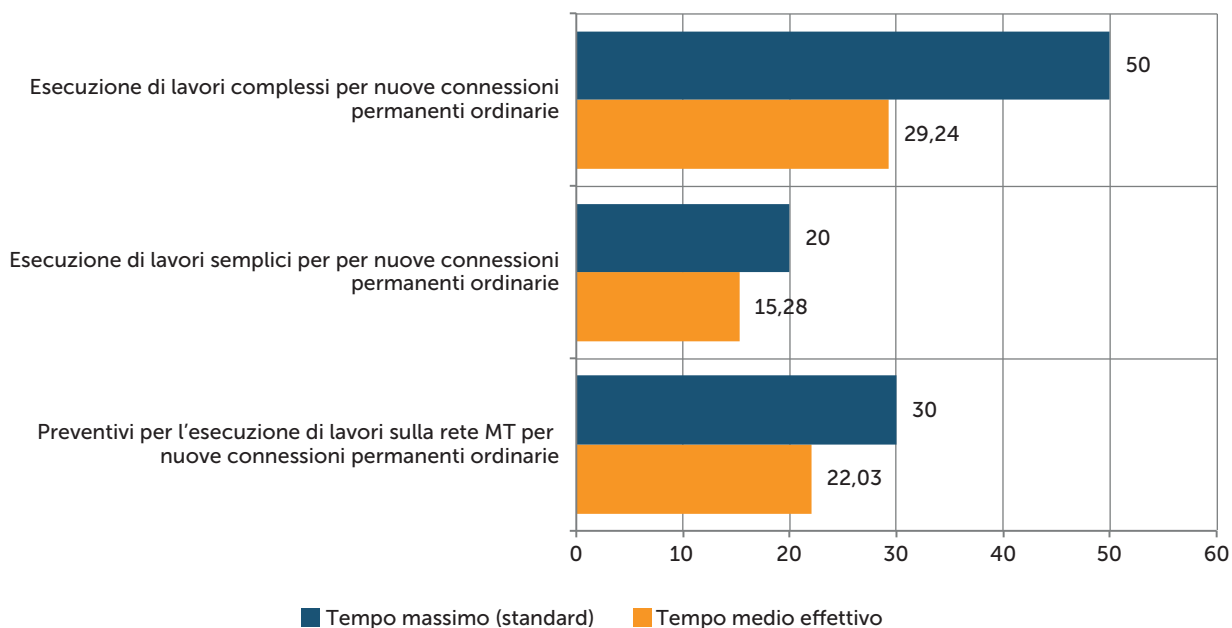
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.53 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



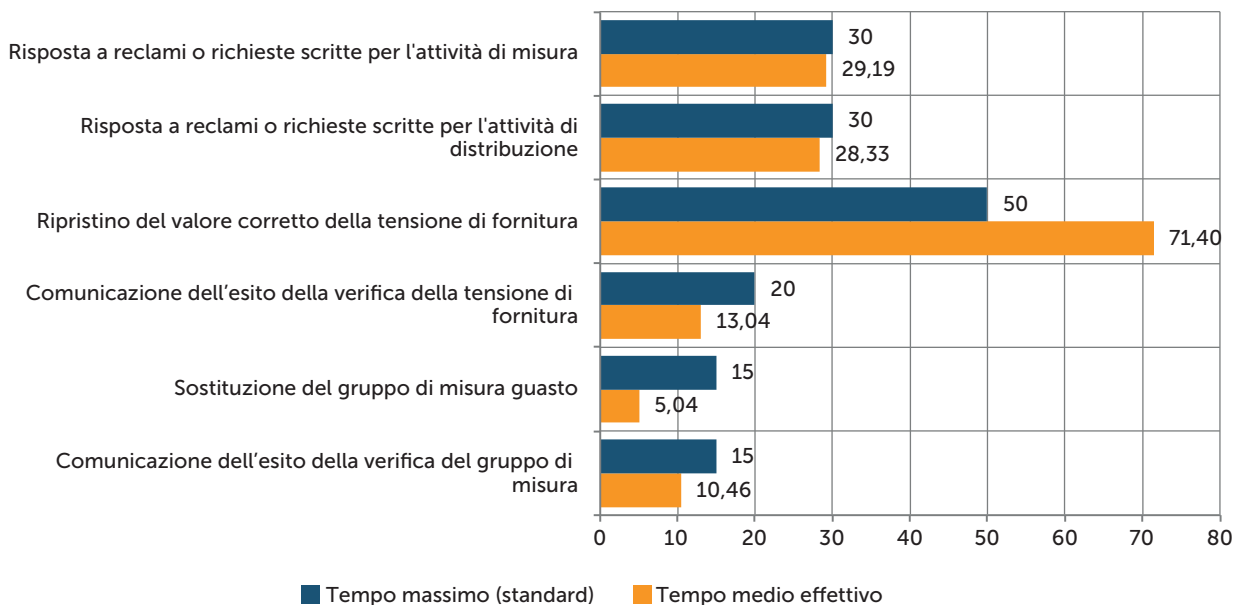
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.54 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



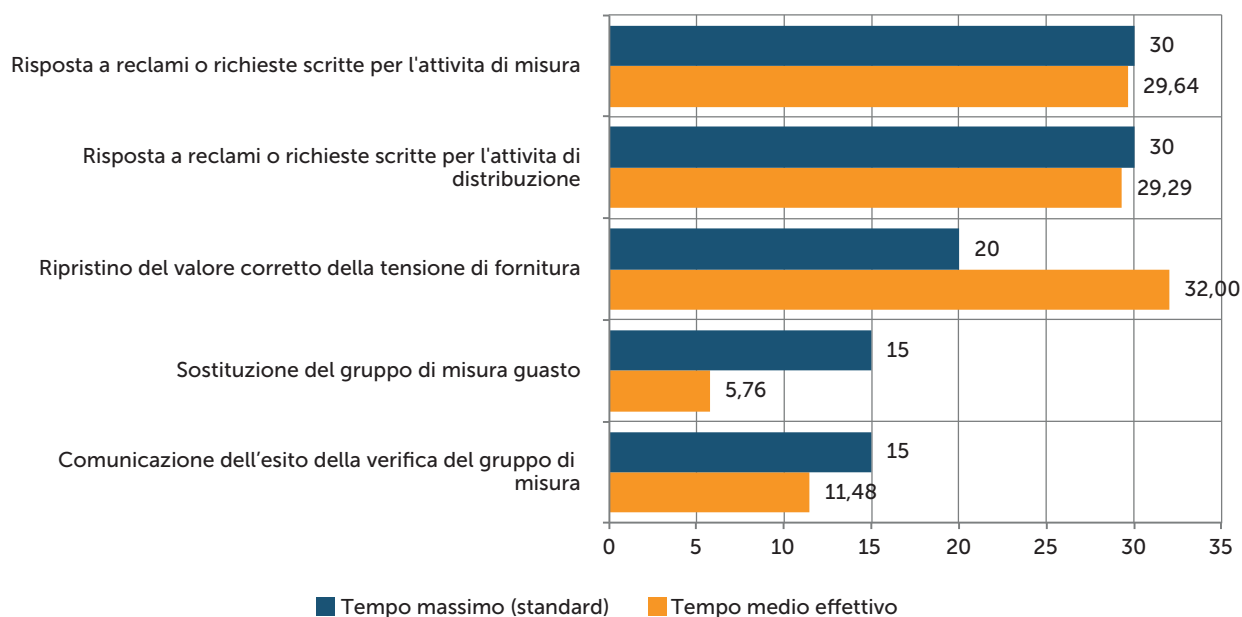
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.55 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 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. 2.56 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 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)⁶⁰, disciplina obblighi minimi e indicatori di qualità commerciale a tutela dei clienti finali⁶¹ 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

⁶⁰ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

⁶¹ Sono esclusi i clienti del servizio a tutele graduali 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 graduali 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.

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 esso è dovuto a cause imputabili al cliente o a terzi, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi.

Per il 2023 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 512 imprese, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 32,5 milioni di clienti elettrici.

I tempi medi di esecuzione delle prestazioni commerciali (risposta ai reclami, risposta alle richieste di informazioni, esecuzione delle rettifiche di fatturazione), dichiarati dai venditori per il 2023, risultano inferiori ai rispettivi standard fissati (Tav. 2.98).

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 325.681 reclami scritti, in diminuzione rispetto all'anno precedente (-3,6%); il 69,82% dei reclami è stato inoltrato da clienti domestici, il 22,31% da clienti non domestici, il 6,7% da clienti multisito e l'1,15% dai clienti in media tensione; il 75,81% dei reclami è stato inoltrato da clienti del mercato libero, il 17,47% da clienti del mercato tutelato (Tav. 2.99).

TAV. 2.98 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	-	18,79
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	26,37
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	19,51
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	10,06

(A) 90 giorni in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.99 Numero di reclami nel settore elettrico per tipologia di cliente

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	64.097	49.730	-22,4%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	12.796	7.164	-44,0%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	171.124	177.652	3,8%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	61.524	65.497	6,5%
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	3.667	3.747	2,2%
Clienti multisito	24.655	21.891	-11,2%
TOTALE	337.863	325.681	-3,6%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le richieste di informazione ricevute dalle imprese (Tav. 2.100) complessivamente sono state 329.429, in aumento del 5,2% rispetto all'anno precedente. La maggioranza delle richieste (71,14%) proviene da clienti domestici, il 19,56% da clienti non domestici. Il 77,6% delle richieste di informazioni proviene da clienti del mercato libero (80,10%) e, in particolare, dai clienti domestici (60,90%), mentre i clienti del mercato tutelato rappresentano una quota pari all'11,39%. I clienti multisito contribuiscono al totale delle richieste di informazioni per l'8,52%.

TAV. 2.100 Numero di richieste di informazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	42.436	33.733	-20,5%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	4.952	3.777	-23,7%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	194.281	200.632	3,3%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	46.681	60.643	29,9%
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	2.015	2.583	28,2%
Clienti multisito	22.779	28.061	23,2%
TOTALE	313.144	329.429	5,2%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.101 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	223	228	2,2%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	47	33	-29,8%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	6.231	3.686	-40,8%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	2.641	1.868	-29,3%
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	165	126	-23,6%
Clienti multisito	1260	665	-47,2%
TOTALE	10.157	6.606	-37,5%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione (Tav. 2.101) sono risultate complessivamente 6.606, in diminuzione del 37,5% 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 nel mercato libero (55,8%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (28,28%). Una quota pari al 10,07% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito e il 3,45% il segmento dei clienti domestici in tutela. Infine, l'1,91% delle rettifiche ha interessato i clienti in media tensione e solo lo 0,5% i clienti non domestici in tutela.

Nel 2023 le rettifiche di doppia fatturazione determinate da errori nelle procedure di *switching* (per lo stesso periodo di consumo, il cliente finale riceve una fattura sia dal venditore uscente, sia dal venditore entrante) sono risultate 1.320, in aumento rispetto all'anno precedente dell'85,1%, ma comunque contenute se rapportate ai milioni di *switching* annui. Le rettifiche hanno interessato, nell'89,01% dei casi, i clienti domestici (i clienti domestici del mercato tutelato nel 58,71% dei casi, mentre i clienti domestici del mercato libero nel 30,3% dei casi); a seguire, i clienti non domestici del mercato libero, con il 7,35% e i clienti multisito, con il 3,41%. Infine, la quota

delle rettifiche di fatturazione dei clienti MT è risultata dell'1,15%, mentre quella dei clienti non domestici in tutela è stata pari allo 0,08% (Tav. 2.102).

TAV. 2.102 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	62	775	1150%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	11	1	-90,9%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	385	400	3,9%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	127	97	-23,6%
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	6	2	-66,7%
Clienti multisito	122	45	-63,1%
TOTALE	713	1.320	85,1%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

I dati comunicati dagli operatori mettono in evidenza che, complessivamente, nel 98,85% 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'1,14% a cause di terzi (cliente, altri soggetti) e nello 0,01% 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. 2.103), il 97,95% degli indennizzi è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti, l'1,63% ai fuori standard delle rettifiche di fatturazione e lo 0,42% ai fuori standard delle rettifiche di doppia fatturazione. Il 56,39% degli indennizzi è stato percepito dai clienti domestici del mercato libero, il 22,41% dai clienti non domestici del mercato libero, il 12,06% dai clienti domestici del mercato tutelato, il 5,06% dai clienti multisito, il 2,37% dai clienti non domestici del mercato tutelato e l'1,75% dai clienti in media tensione.

TAV. 2.103 Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2023 suddivisi per tipo di prestazione

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	4.705	43	15	4.763
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	930	5	1	936
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	21.691	460	120	22.271
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	8747	81	25	8.853
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	684	4	2	690
Clienti multisito	1.933	48	4	1.985
TOTALE	38.690	641	167	39.498

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.104 Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel biennio 2022-2023

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	3.941	4.763	20,9%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	1.018	936	-8,1%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	14.145	22.271	57,4%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	5.729	8.853	54,5%
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	394	690	75,1%
Clienti multisito	2.172	1.985	-8,6%
TOTALE	27.399	39.498	44,2%

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 2023 sono stati erogati in bolletta indennizzi automatici per oltre 1,7 milioni di euro (Tav. 2.105 e Tav. 2.106).

I clienti domestici del mercato libero risultano essere i destinatari del 57,43% del totale degli indennizzi corrisposti, il 22,42% degli indennizzi è stato corrisposto ai clienti non domestici del mercato libero, il 10,88% ai clienti domestici del mercato tutelato. I clienti multisito sono stati beneficiari del 5,23% degli indennizzi, mentre i clienti non domestici del mercato tutelato e i clienti in media tensione sono stati destinatari, rispettivamente, del 2,29% e dell'1,75% degli indennizzi.

TAV. 2.105 Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2023 suddivisi per tipo di prestazione (euro)

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	184.445	2.400	675	187.520
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	39.175	275	75	39.525
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	962.067	22.550	4.846	989.463
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	380.813	4.319,4	1.175	386.307
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	29.850	175	50	30.075
Clienti multisito	87.735	2.222	200	90.156
TOTALE	1.684.085	31.941	7.021	1.723.047

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.106 Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel biennio 2022-2023 (in euro)

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clients domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	141.875	187.520	32,2%
Clients non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	41.300	39.525	-4,3%
Clients domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	584.557	989.463	69,3%
Clients non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	224.935	386.307	71,7%
Clients in media tensione serviti nel mercato libero	15.495	30.075	94,1%
Clients multisito	89.175	90.156	1,1%
TOTALE	1.07.337	1.723.047	57,0%

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, nel 37,76% 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 – inclusa la fattura di chiusura –, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi (erano il 36,6% nel 2022); nel 16,46% 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 16,1% nel 2022); per il 14,95%, 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 17,8% nel 2022). Questi temi totalizzano il 69,17% dei reclami complessivamente ricevuti dai venditori elettrici. Il 9,52% dei reclami ha avuto come oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione della fornitura (erano l'8,4% nel 2022), il 7,87% le connessioni, lavori e qualità tecnica (erano il 7,1% nel 2022), il 5,68% la misura (erano il 6,8% nel 2022), il 2,61% la qualità commerciale (erano il 2,5% nel 2022), l'1,53% il bonus sociale (erano l'1% nel 2022), il 3,61% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti (erano il 3,6% nel 2022). Lo 0,01% dei reclami ha riguardato richieste non rientranti negli argomenti di competenza dei venditori (erano lo 0,1% nel 2022).

Infine, per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende, nel 41,92% 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 42,4% nel 2022); nel 17,10% 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 18,5% nel 2022); nell'8,77% 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 il 10,4%, nel 2022). Nel 6,30% le richieste di informazioni hanno avuto come oggetto problematiche relative a connessioni, lavori e qualità tecnica (erano il 5,4% nel 2022), nel 4,4% il bonus sociale (erano il 4,3% nel 2022), nel 5,02% la morosità e la sospensione (erano il 4% nel 2022), nel 2,09% la qualità commerciale (erano l'1,6% nel 2022), nell'1,2% la misura (erano l'1,1% nel 2022), nel 12,74% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti (erano l'11,7% nel 2022). Lo 0,46% delle richieste di informazioni ha riguardato argomenti non di competenza dei venditori (erano lo 0,6% nel 2022).

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).

Tra gli obblighi minimi che sono stati fissati dall'Autorità e che le aziende devono garantire per il servizio telefonico commerciale vi sono:

- 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);
- l'orario di disponibilità del servizio con un operatore per almeno 35 ore alla settimana;
- la disponibilità di almeno un "numero verde"⁶² da rete fissa per operatore;
- la pubblicazione su internet e sulle fatture del numero telefonico del *call center*, degli orari e del tipo di chiamate abilitate.

La tavola 2.107 riporta gli indicatori e gli standard di qualità attualmente in vigore che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

TAV. 2.107 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 call center 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 call center 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 qualità dei *call center* si veda il paragrafo "Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e gas" nel Capitolo 9 del Volume 2).

⁶² 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.

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 semplificata⁶³, considerato che in questi casi il cliente, di norma, entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio.

Le aziende di maggiori dimensioni sono anche tenute a comunicare i dati di qualità dei servizi telefonici. Nel 2023 le aziende con l'obbligo di comunicazione hanno dichiarato, nel complesso, di servire poco più di 51,1 milioni di clienti, di cui più di 32 milioni per il settore elettrico (77% sul mercato libero) e 19 milioni per il gas (72,8% sul mercato libero).

Il numero complessivo di chiamate telefoniche ricevute dalle imprese (riferito sia ai clienti elettrici sia ai clienti gas, essendo la regolazione comune ai due settori) ha quasi raggiunto i 50 milioni. Il rapporto medio tra numero di chiamate ricevute e numero di clienti a livello di sistema risulta leggermente aumentato rispetto all'anno precedente (0,97 chiamate per cliente contro lo 0,94 del 2022). Va comunque specificato che il dato riferito alle chiamate per cliente (ottenuto suddividendo il numero di chiamate complessive per il numero totale di clienti) è solamente indicativo, poiché i *call center* svolgono una serie di funzioni che spaziano dalla richiesta di informazioni all'assistenza in caso di problemi anche per servizi aggiuntivi rispetto alla sola fornitura di energia elettrica e gas (o estranei ai servizi considerati in questa sede, nel caso delle aziende *multiutility*).

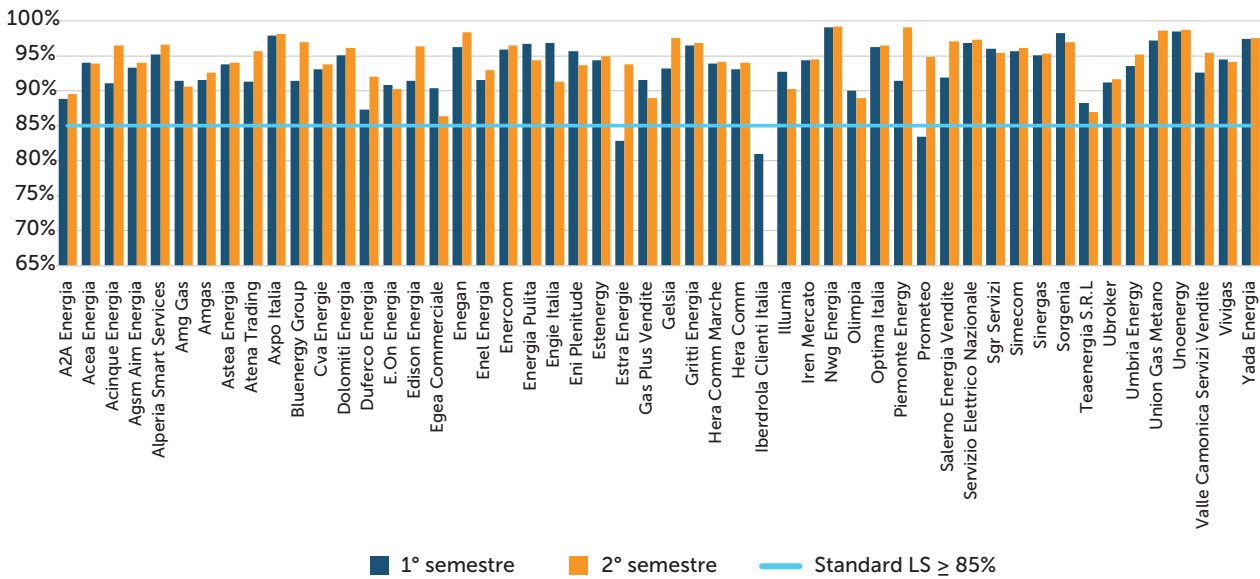
Il ricorso al servizio telefonico da parte dei clienti, contrattualizzati o da contrattualizzare, avviene infatti per molteplici motivi e per informazioni inerenti al contratto di fornitura in essere o da attivare; sempre più fornitori mettono a disposizione anche canali alternativi per la gestione del contratto (area riservata con password sul web per la gestione dei contratti e per le informazioni specifiche, applicazioni per smartphone ecc.).

Dei 153 numeri telefonici commerciali messi a disposizione dei clienti nel secondo semestre 2023, la maggioranza (61,44%) risulta operativa dal lunedì al sabato (erano 64,52% nel 2022); in particolare, 94 numeri sono risultati operativi dal lunedì al sabato, 48 numeri sono risultati operativi dal lunedì al venerdì e 11 dal lunedì alla domenica. I numeri verdi risultano essere la maggioranza (79,73%) 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 in entrambi i semestri (Fig. 2.57).

63 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 2023^(A)*



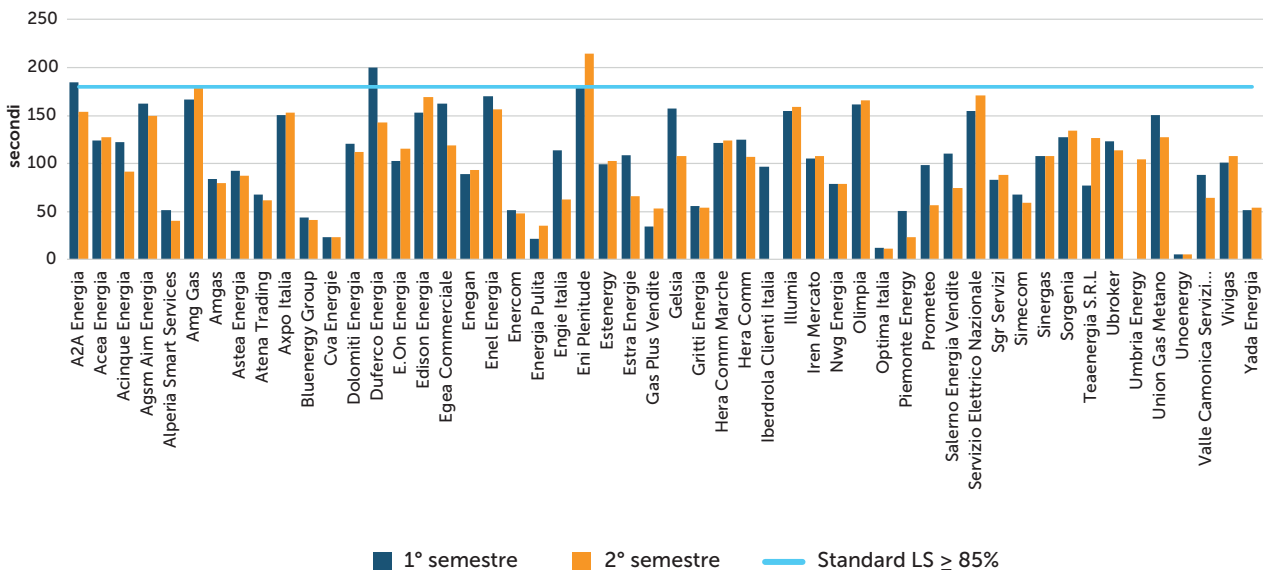
(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.

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, nel complesso, che i *call center* degli operatori di maggiori dimensioni assicurano una buona assistenza al cliente.

Nel 2023, nonostante l'aumento delle richieste di informazioni e chiarimenti sull'aumento dei prezzi e delle comunicazioni relative alla fine del servizio di maggior tutela inviate dai venditori, che hanno determinato un impatto maggiore sugli operatori dei *call center* delle imprese, solo per alcune aziende sono stati riscontrati tempi di attesa più lunghi rispetto agli standard previsti; la maggior parte delle aziende ha comunicato dati relativi al tempo di attesa che dimostrano il rispetto dello standard fissato.

FIG. 2.58 *Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas nel 2023^(A)*



(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.



CAPITOLO

3

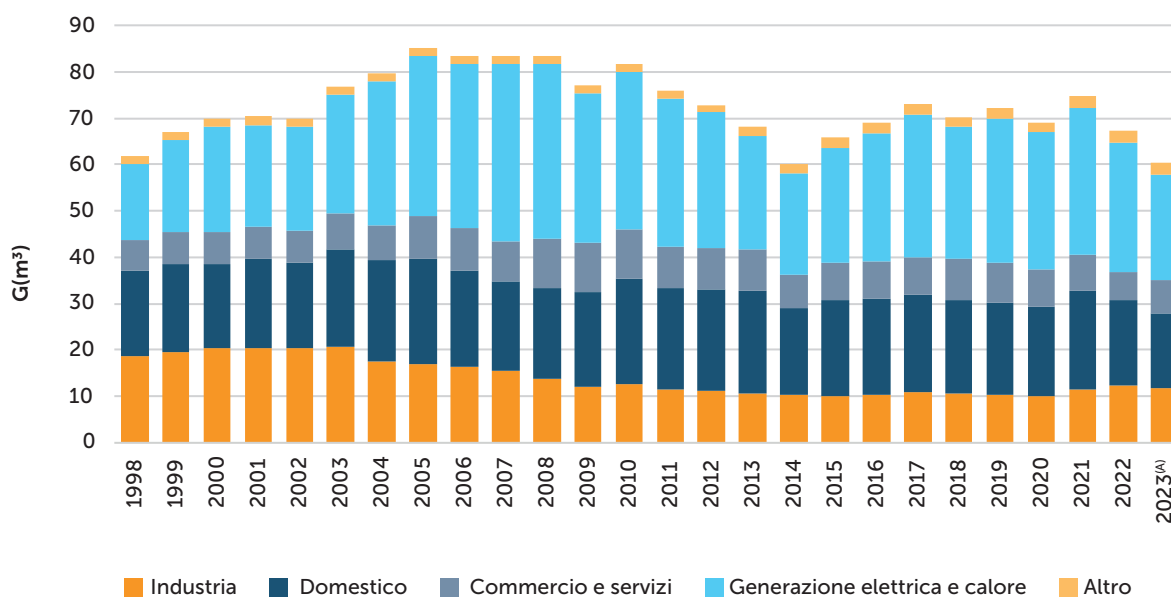


**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE GAS**

Domanda e offerta di gas naturale nel 2023

In base ai dati preconsuntivi diffusi nell'ambito del Bilancio energetico nazionale dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2023 il consumo netto di gas naturale è diminuito di 7 G(m³), attestandosi a 60,3 G(m³) dai 67,3 G(m³) del 2022 (Fig. 3.1). In termini percentuali, i consumi hanno registrato un nuovo calo del 10,4% che segue quello di pari entità del 2022. Diversi fattori hanno contribuito a questo calo: innanzitutto la contemporanea riduzione della domanda di elettricità che, come si è visto nel Capitolo 2, ha determinato una riduzione della produzione elettrica nazionale che, per giunta, è stata soddisfatta da una crescita della generazione da fonti rinnovabili e da un eccezionale ricorso alle importazioni elettriche. La domanda di gas per la generazione elettrica ha quindi subito un significativo calo. Come già accaduto nel 2022, inoltre, il manifestarsi di temperature invernali ancora tra le più elevate degli ultimi anni, ha ulteriormente depresso la richiesta del settore residenziale che sostanzialmente usa il gas prevalentemente per il riscaldamento. La modesta crescita del PIL (0,9%) ha contribuito a contenere i consumi industriali. Infine, parte della riduzione dei consumi potrebbe essere spiegata dal permanere di un livello dei prezzi del gas ancora elevato, sebbene in calo rispetto a quelli raggiunti nel 2022.

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.

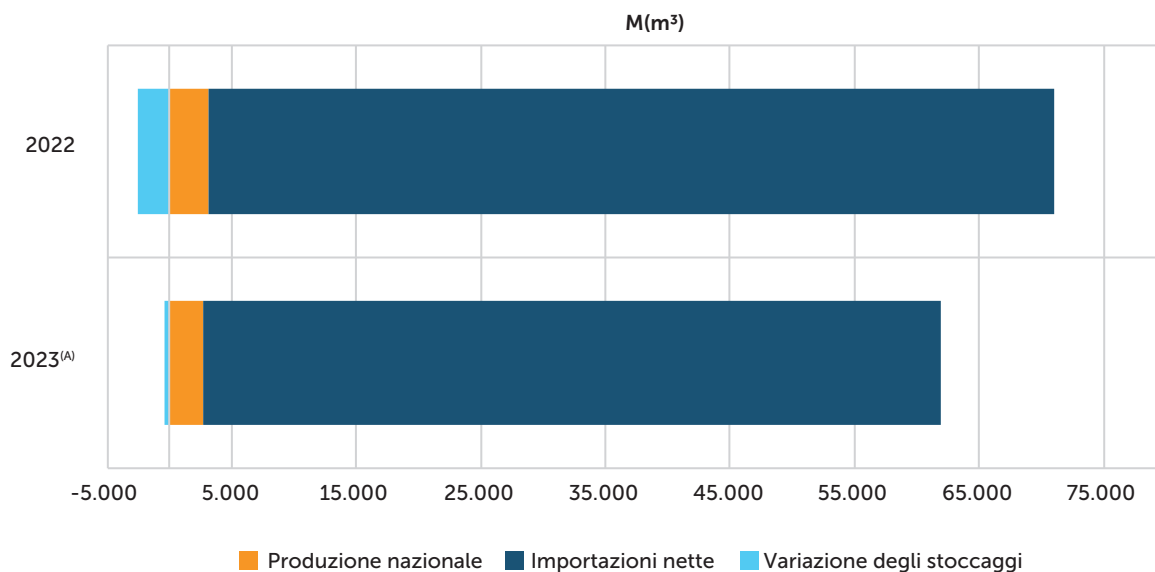
Guardando ai dati (provvisori) diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, infatti, la parte più ampia della riduzione di 7 G(m³) osservata nei consumi totali di gas è dovuta alla discesa di 5,2 G(m³) del settore termoelettrico (-18,5%), oltre che a una diminuzione di 2,4 G(m³) del settore domestico (-12,9%), mentre i consumi del settore industriale sono scesi di 0,6 G(m³) (-4,6%). In controtendenza è risultato soltanto il settore del commercio e servizi, i cui consumi in aumento di 1,1 G(m³) (+18,3%) hanno parzialmente attutito il calo complessivo.

Negli stessi dati emerge che la produzione nazionale ha registrato l'ennesimo calo (-12,2%), scendendo al minimo storico di 2,7 G(m³). Nel 2023, tuttavia, si osserva un marcato calo di 8,8 G(m³) anche per le importazioni nette, che sono risultate del 12,9% inferiori a quelle del 2022. I dati evidenziano anche che tale diminuzione è integralmente dovuta alla discesa delle importazioni lorde, il cui calo pari a 10,8 G(m³) è stato solo in parte compensato dalla riduzione delle esportazioni (-2 G(m³)) che nel 2022 avevano avuto una crescita un po' anomala.

Negli stoccaggi i volumi immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 0,5 G(m³) superiori ai quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il consumo interno lordo nel 2023 è risultato pari a 61,5 G(m³), un valore del 10,3% inferiore a quello del 2022. Di conseguenza il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è diminuito: nel 2023 il 96,3% del gas disponibile in Italia è arrivato dall'estero.

Per effetto di questi movimenti i consumi netti di gas nel 2023 (Fig. 3.2) sono valutabili in 61,2 G(m³), 10,3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2022.

FIG. 3.2 Consumi netti di gas naturale negli ultimi due anni



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

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.

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	5	16	8	53	437	520
Produzione nazionale netta	1,9	0,5	0,0	0,1	0,3	0,2	3,0
Importazioni nette ^(A)	18,2	19,4	18,3	0,0	0,0	-0,1	55,8
Variazioni scorte	0,6	0,2	-1,2	0,0	-0,2	0,0	-0,5
Stoccaggi al 31 dicembre 2022	1,3	2,3	2,1	0,1	0,5	0,0	6,4
Stoccaggi al 31 dicembre 2023	0,7	2,1	3,2	0,1	0,7	0,0	6,9
Acquisti sul territorio nazionale	19,6	90,2	58,8	11,5	16,0	3,6	199,7
di cui da Eni	13,1	7,7	3,5	0,5	1,1	0,0	25,9
di cui da altri operatori	6,5	82,5	55,2	11,0	14,9	3,6	173,8
Acquisti in Borsa	0,6	2,8	3,8	1,2	3,3	0,6	12,3
Disponibilità	40,8	113,0	79,7	12,8	19,5	4,3	270,2
Trasferimenti netti	-1,6	-2,5	-0,4	-0,2	0,7	-0,1	-4,1
Impieghi	39,2	110,6	79,4	12,7	20,2	4,2	266,3
Cessioni ad altri operatori nazionali	26,9	84,3	66,0	9,8	10,6	1,2	198,8
– di cui vendite al PSV	22,2	68,3	60,5	9,1	8,5	0,7	169,2
Vendite in Borsa	1,4	2,1	3,9	1,4	2,9	0,2	11,9
Consumi e perdite ^(B)	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,3
Autoconsumi	5,0	5,7	0,9	0,0	0,2	0,2	12,1
Vendite finali	5,9	18,6	8,5	1,5	6,5	2,6	43,5
– di cui a clienti finali collegati	0,7	2,9	2,2	0,0	0,8	0,0	6,6
Al mercato libero	4,6	17,6	7,5	1,3	6,1	2,4	39,6
Al mercato tutelato	1,2	0,8	0,5	0,1	0,4	0,2	3,2
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	-	0,1	0,5	-	-	-	0,6
Vendite finali per settore ^(C)	5,9	18,4	8,0	1,5	6,5	2,6	42,8
Domestico	2,7	3,9	1,8	0,4	1,8	1,1	11,7
Condominio uso domestico	0,2	0,2	0,3	0,0	0,6	0,3	1,7
Commercio e servizi	0,7	1,8	1,4	0,5	1,1	0,7	6,1
Industria	1,7	7,7	2,3	0,3	2,0	0,4	14,2
Generazione elettrica	0,6	4,8	2,1	0,1	0,8	0,0	8,4
Attività di servizio pubblico	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,6

(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.

Eni si conferma anche nel 2023 il gruppo principale sul mercato, sebbene con vendite e autoconsumi che non sono molto superiori a quelli di uno dei principali gruppi concorrenti. Questi ultimi sono riuniti nella classe dei gruppi con vendite e autoconsumi compresi tra 10 e 40 G(m³), che include Engie, Royal Dutch Shell, Edison, Enel e A2A. Come già nel 2022, quando uscirono Alpiq e Duferco, anche nel 2023 tale classe si è ulteriormente

ridotta in considerazione del fatto che il gruppo Hera è passato alla classe con impieghi più bassi compresi tra 2 e 10 G(m³).

I cinque gruppi appartenenti alla prima classe hanno impieghi che oscillano dai poco più di 39 G(m³) di Engie agli oltre 12 G(m³) di A2A. Nella classe successiva – quella dei soggetti con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³), che include 16 gruppi societari – i gruppi evidenziano un valore degli impieghi che varia dai poco più di 9 G(m³) del maggiore gruppo (Hera) ai circa 2,5 G(m³) dei gruppi con impieghi più bassi (Uniper, Iren ed Enet Energy).

La classe successiva, quella dei gruppi societari con impieghi tra 1 e 2 G(m³), comprende 8 gruppi (nel 2022 erano 13) che mediamente vendono e autoconsumano 1,6 G(m³), quindi circa 200 M(m³) in più rispetto all'anno precedente. Sono 53, invece, i gruppi che ricadono nella classe con impieghi tra 0,1 e 1 G(m³) che, in media, possiedono valori di vendite e autoconsumi pari a 382 M(m³); infine, nell'ultima classe, i gruppi sono 437 con impieghi medi di 9,6 M(m³), che oscillano dai circa 99 M(m³) del gruppo più grande a poche centinaia di m³ dei gruppi più piccoli. Occorre però sempre ricordare che da un anno all'altro i soggetti partecipanti alla rilevazione da cui sono tratti i dati non sono necessariamente 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, le imprese che esercitano l'attività di vendita all'ingrosso e/o al dettaglio sono piuttosto dinamiche, anche in termini di spostamenti tra i gruppi societari.

Nell'ambito della 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, fatta eccezione per Royal Dutch Shell ed Energean e per alcuni altri soggetti sui quali si rilevano volumi di produzione decisamente più contenuti.

Le importazioni rimangono, come da sempre, una prerogativa dei gruppi industriali di più grande dimensione, con il gruppo Eni che da solo importa circa un terzo del volume netto complessivamente importato in Italia. Per tutti gli altri la fonte più rilevante nell'approvvigionamento di gas è invece quella degli acquisti sul territorio nazionale, specialmente per i gruppi della classe più piccola, la quale rappresenta fino al 90% del gas complessivamente disponibile nella classe con impieghi compresi tra 1 e 2 G(m³). In generale, rispetto al 2022, risultano in diminuzione le quote di gas acquistato direttamente da Eni da parte di tutte le classi di soggetti rappresentate nel bilancio; nel caso dei suoi maggiori *competitor*, la quota è progressivamente scesa dall'8,3% del 2021, al 7,3% del 2022, al 6,8% nel 2023.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, rappresentano il 79% dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati; la quota raggiunge l'88% nel caso dei gruppi che ricadono nella classe con vendite tra 2 e 10 G(m³), mentre è molto più contenuta, sebbene in aumento rispetto all'anno precedente, nella classe dei venditori più piccoli (32,8% nel 2023 contro 29,7% nel 2022). I dati evidenziano, quindi, come anche i venditori più piccoli siano sempre più attivi anche sul mercato all'ingrosso e non più solo sul mercato finale.

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi nel 2023 è risultata pari al 4,6%; se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, si nota come nell'ambito di ciascun gruppo la quota di gas riservato al proprio fabbisogno si attesti intorno al 7%. Eni, in particolare, destina il 14,5% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre per la classe con impieghi da 10 a 40 G(m³) si registra una quota di quasi l'8%.

Le vendite al mercato finale, dove 0,6 G(m³) risultano destinati alle forniture di ultima istanza e di *default*, hanno rappresentato nel 2023 circa il 16% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe con impieghi inferiori a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari al 62%. Nel 2023 il mercato tutelato ha assorbito il 7,4% delle vendite complessive al mercato finale, una porzione ancora in diminuzione rispetto all'anno precedente; per Eni la quota di gas destinata ai clienti serviti su questo mercato è stata pari al 20,7%, mentre per le altre classi questa quota oscilla dal 4,3% dei maggiori gruppi al 9,8% della classe con impieghi compresi tra 1 e 2 G(m³).

Come sempre, la quota maggiore delle vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi), pari all'83,7%, si registra nella classe dei gruppi di più piccola dimensione. La medesima quota è piuttosto significativa (75,6%) anche per i gruppi con impieghi tra 1 e 2 G(m³), per Eni (60,8%) e per i gruppi con consumi tra 0,1 e 1 G(m³), dove raggiunge il 57,2%.

I gruppi societari appartenenti alle prime classi, invece, sono quelli che servono quote più rilevanti dei clienti industriali: la quota più ampia si raggiunge nella classe dei gruppi con impieghi da 10 a 40 G(m³), dove rappresenta circa il 42% delle vendite finali, mentre nei confronti dei clienti della generazione elettrica la quota più rilevante di vendite si registra nella classe tra 2 e 10 G(m³), dove rappresenta circa il 27% delle vendite al mercato finale.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

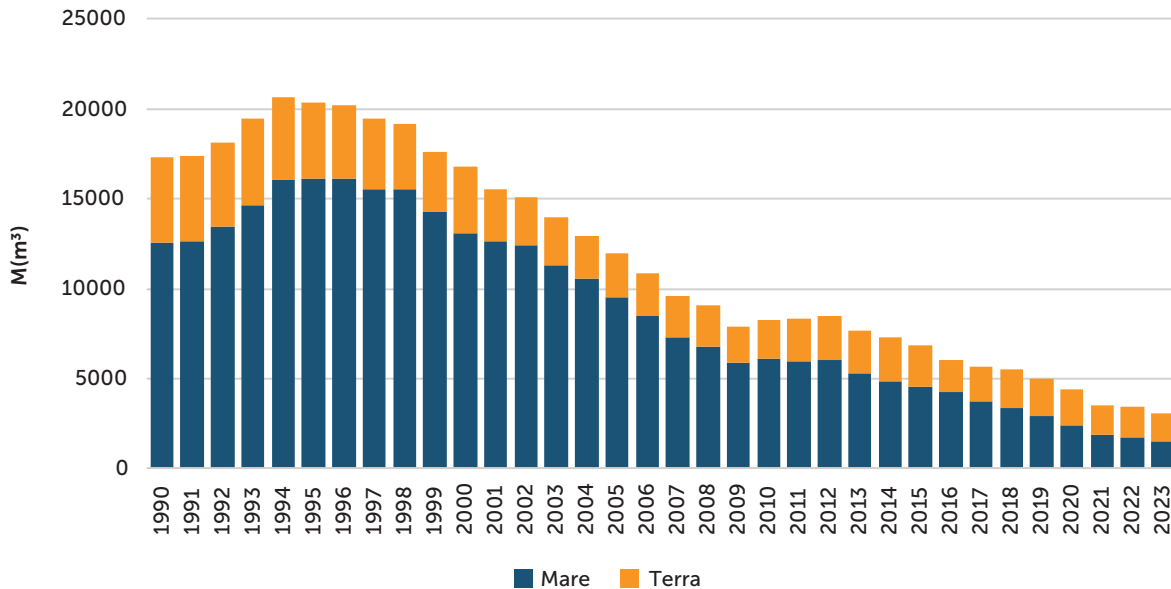
Nei dati diffusi dalla Direzione generale infrastrutture e sicurezza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, la produzione nazionale di gas naturale nel 2023 è scesa, ancora una volta, a 3.040, dai 3.405 M(m³) del 2022, registrando dunque un calo del 10,7%, decisamente superiore a quello registrato nel 2022. L'attenuarsi delle difficoltà di importazione dovute ai provvedimenti di blocco del gas russo, così come la discesa dei prezzi internazionali del gas, hanno probabilmente reso meno conveniente sfruttare i giacimenti nazionali.

Il calo produttivo risulta lievemente meno elevato nei dati preconsuntivi del bilancio del gas naturale del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, secondo i quali nel 2023 la produzione nazionale (al lordo di consumi e perdite) è diminuita del 12,2% rispetto al 2022, attestandosi a 2.728 M(m³). Tenuto conto che il fabbisogno interno lordo al contempo è diminuito del 10,3%, il tasso di copertura della produzione nazionale è rimasto sostanzialmente invariato intorno al 4,5%.

Più in dettaglio, secondo i dati pubblicati dalla Direzione generale infrastrutture e sicurezza del Ministero, riprodotti nella figura 3.3, nel 2023 sono stati complessivamente estratti 3.040 M(m³) di gas naturale: 1.501 M(m³) dal mare e 1.539 M(m³) dai campi situati in terraferma. Il calo è imputabile in misura maggiore ai giacimenti a mare che hanno perso il 14,5% della produzione dell'anno precedente, mentre le coltivazioni in terraferma hanno

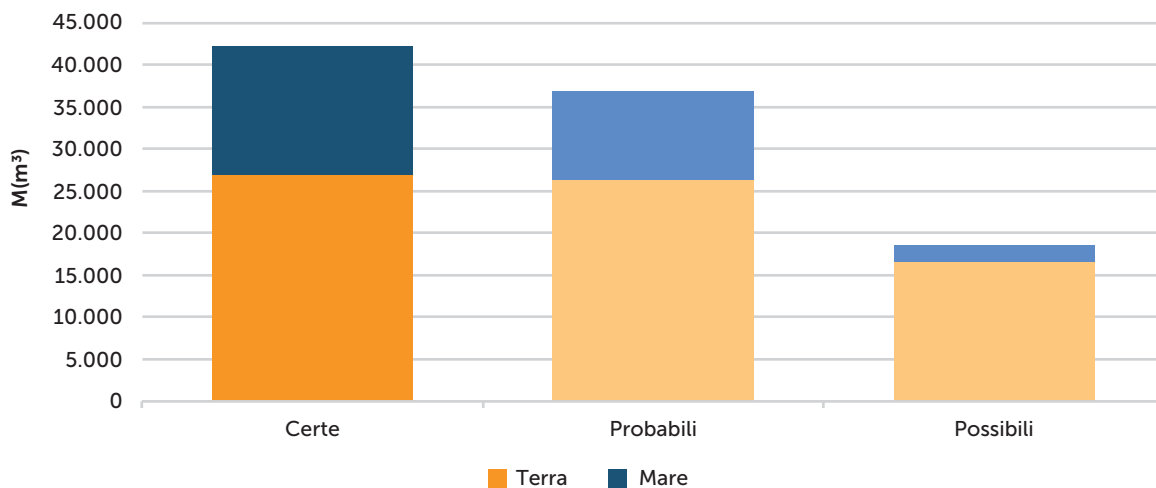
estratto il 6,6% in meno rispetto al 2022. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è salita al 50,6% dell'intera produzione nazionale (dal 48,4% dello scorso anno).

FIG. 3.3 *Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990*



Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione generale infrastrutture e sicurezza.

FIG. 3.4 *Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2023*



Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

L'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse ha stimato le riserve certe di gas al 31 dicembre 2023 in 41,8 G(m³) e quelle probabili in 37 G(m³) (Fig. 3.4). Rispetto ai dati valutati un anno prima², la stima delle

² 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%.

riserve certe è cresciuta del 12,3%, mentre quella delle riserve possibili è diminuita del 15,4%, così come un forte ridimensionamento ha interessato le riserve probabili (33,8%). La parte più rilevante delle riserve certe, il 65,2%, è ubicata in terraferma (quasi interamente al Sud), mentre il restante 34,8% è localizzato in mare.

L'estrazione media degli ultimi cinque anni va lentamente diminuendo: nel 2023 è scesa sotto i 4 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 quasi 15 anni nel 2023. 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 significativa caduta della produzione nazionale di gas. Nel 2023, infatti, la produzione nazionale risulta essersi fermata a 2.971 M(m³) (Tav. 3.2), contro i 3.282 M(m³) registrati nel 2022; pertanto, nei dati raccolti dall'Indagine, il calo di produzione nazionale risulta del 9,5%.

TAV. 3.2 *Produzione di gas naturale e biometano in Italia nel 2023 (in M(m³))*

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	1.859	62,6%
Royal Dutch Shell	485	16,3%
Energean PLC	225	7,6%
Gas Plus	92	3,1%
Total	57	1,9%
Altri	254	8,5%
TOTALE	2.971	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La discesa nei volumi di gas coltivato è molto significativa per i grandi operatori, mentre in quasi tutti i gruppi che possiedono piccole quote di produzione non si osservano variazioni negative rispetto allo scorso anno.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2023, scendendo dal 66,3% al 62,6%; le società del gruppo Eni hanno estratto circa 320 M(m³) in meno del 2022, registrando quindi un calo produttivo del 14,6%. 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 10%, avendo estratto 54 M(m³) in meno rispetto al 2022, sebbene la quota rispetto al totale sia rimasta sostanzialmente invariata a poco più del 16%. Lo stesso è accaduto al terzo gruppo, Energean PLC, la cui quota è rimasta ferma al 7,6%, nonostante abbia estratto 2 M(m³) in meno dell'anno precedente. Nel 2023 il gruppo Total ha invece estratto 57 M(m³), 8 in più dell'anno precedente, portandone la quota a sfiorare il 2%.

Nei dati raccolti con l'Indagine annuale, la produzione di biometano nel 2023 ha superato di poco i 150 M(m³), cioè il 5,2% della produzione nazionale. Gli attori più importanti in questa attività sono la Società Estense Servizi Ambientali (S.E.S.A.), la cui produzione ha sfiorato i 33 M(m³), la società Bioman del gruppo Finam, che ha prodotto 13,7 M(m³), le società Herambiente e Biorg, entrambe del gruppo Hera, che insieme hanno prodotto circa 8,5 M(m³) di biometano, e la Società Agricola Agriman la cui produzione ha sfiorato 13 M(m³). Anche il gruppo Snam è attivo attraverso diverse società nella produzione di biometano; complessivamente il gruppo ha prodotto circa 12,1 M(m³). Una produzione leggermente inferiore (11,9 M(m³)) è infine stata realizzata dalla società Sant'Ilario Bioenergia del gruppo Vallette.

Importazioni

Come già anticipato all'inizio di questo Capitolo, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2023 l'Italia ha importato 10,8 G(m³) di gas naturale in meno rispetto al 2022: le importazioni lorde sono infatti scese a 61,8 G(m³), dai 72,6 G(m³) del 2022, evidenziando quindi un calo del 14,8% rispetto al 2022.

A seguito delle sanzioni imposte dall'Unione europea sulle esportazioni russe in risposta alla guerra nei confronti dell'Ucraina, iniziata il 24 febbraio 2022, le importazioni di gas dalla Russia si sono quasi azzerate nell'arco di questi due anni: dai 29,2 G(m³) del 2021, infatti, nel 2023 si sono ridotte a 2,9 G(m³). La quota di gas russo nella copertura del fabbisogno nazionale è passata dal 40% del 2021 al 4,7% nel 2023. La sostituzione del gas russo è avvenuta, nell'arco dei due anni, in parte aumentando i quantitativi di gas che giungono in Italia via tubo dagli altri paesi con cui l'Italia è collegata (principalmente quelli dall'Algeria e dall'Azerbaigian), e in parte accrescendo la quota di gas naturale liquido che arriva in Italia attraverso le navi metaniere. Le importazioni di GNL, infatti, sono aumentate quasi del 70% in due anni.

Più in dettaglio, la provenienza dei 61,2 G(m³) di gas importato nel 2023 vede diversi paesi³ con quantitativi importanti: 25,5 dall'Algeria – un fornitore storico dell'Italia –, 10 dall'Azerbaigian, 6,8 dal Qatar, 5,3 dagli Stati Uniti, 6,6 da Norvegia e Olanda, 2,5 dalla Libia e i restanti 2 da altri paesi (Fig. 3.5).

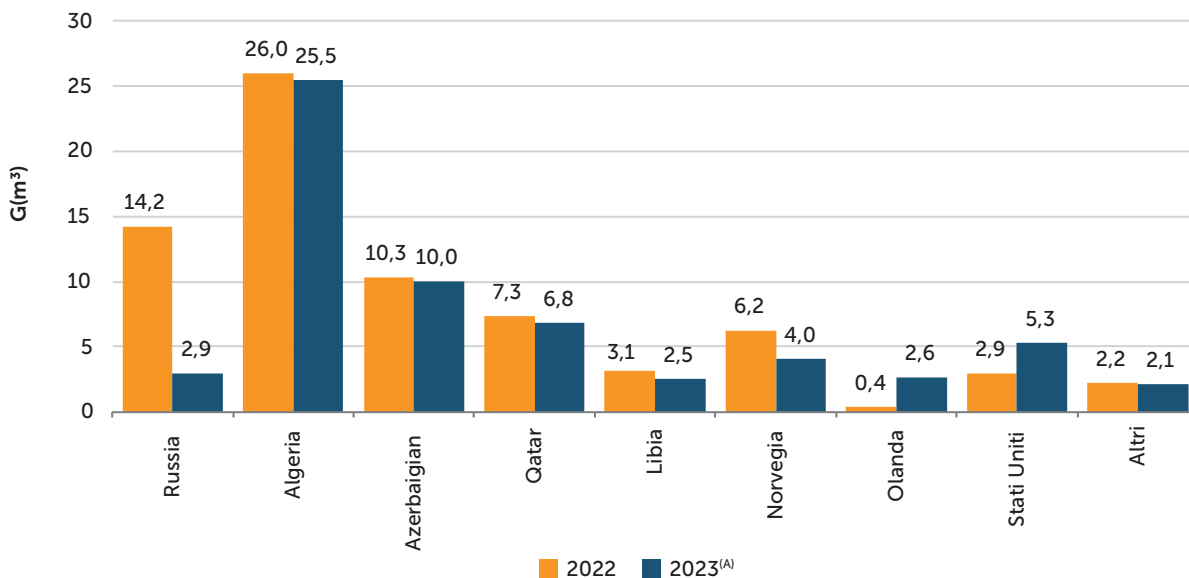
Nel 2023 quasi un terzo dei 61,2 G(m³) importati in Italia, cioè 14,5 G(m³), sono giunti via nave. L'88% di tutto il GNL importato è giunto da Qatar, Algeria e Stati Uniti, che nel 2021 contavano insieme per il 94%. Accanto a queste ormai tradizionali provenienze, nell'importazione via nave del 2023 hanno assunto una discreta importanza anche i carichi provenienti dalla Spagna (4,6%), dalla Nigeria (1,7%) e dall'Egitto (1,6%) (Fig. 3.6).

Guardando ai volumi di importazione complessivi (via tubo e via nave), quindi, le quote di provenienza del gas nel 2023 sono molto cambiate rispetto a quelle del 2021: come detto, il peso della Russia è sceso al 4,7% (era al 40%), mentre la quota dell'Algeria è salita dal 30,8% al 41,2%. Al terzo posto per importanza si trova l'Azerbaigian con una quota del 16,2% (era al 9,9%). Dal Qatar è arrivato l'11% del gas complessivamente importato in Italia (era 9,9%) e l'incidenza della Norvegia è risalita al 6,5%, dal 2,7% del 2021. Un altro degli aumenti più rilevanti riguarda gli Stati Uniti, la cui incidenza era solo dell'1,5% nel periodo precedente alla guerra e nel 2023 è stato pari all'8,6%. La quota della Libia, invece, è rimasta sempre pressoché costante a poco più del 4%. Nell'arco dei

³ Le importazioni sono suddivise per paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale.

due anni confrontati, la quota del GNL sul totale del gas importato in Italia è raddoppiata, passando dal 12,9% del 2021 al 26,9% del 2023.

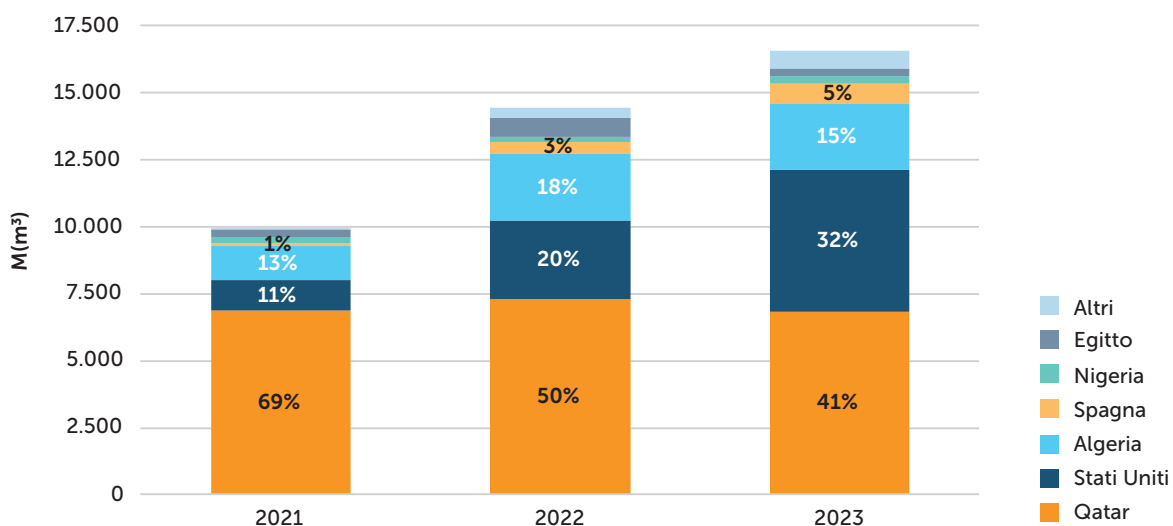
FIG. 3.5 Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza



(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.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2023 sono stati importati in Italia 58 G(m³), 10 in meno rispetto al 2022⁴ (Tav. 3.3). Il calo risulta quindi superiore a quello valuta-

⁴ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori energetici.

bile nei dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica⁵. Il 6,6% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 3,8 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 rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2022. L'elenco dei primi venti importatori (Tav. 3.3) non presenta variazioni nelle prime tre posizioni.

TAV. 3.3 Primi venti importatori di gas in Italia nel 2023 (importazioni lorde in M(m³))

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Eni	18.660	32,3%	1°
Edison	9.999	17,3%	2°
Azerbaijan Gas Supply Company Limited	8.138	14,1%	3°
Shell Energy Europe	4.665	8,1%	5°
Enel Global Trading	4.243	7,4%	4°
Gunvor International	2.956	5,1%	6°
Vitol	2.219	3,8%	7°
Exxonmobil Gas Marketing Europe	1.613	2,8%	9°
Bp Gas Marketing	1.030	1,8%	13°
Axpo Solutions	953	1,7%	11°
Engie Italia	582	1,0%	8°
Dxt Commodities	382	0,7%	10°
Enet Energy	331	0,6%	15°
A2A	290	0,5%	12°
Geoplin	269	0,5%	-
Hera Trading	239	0,4%	16°
Centrica Energy Trading	218	0,4%	18°
Uniper Global Commodities	185	0,3%	21°
Rwe Supply & Trading	171	0,3%	17°
Axpo Italia	141	0,2%	19°
Altri	425	0,7%	-
TOTALE	57.707	100%	-
<i>di cui: Importazioni dalle Borse europee</i>	3.805	6,6%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica)	61.819	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni che nel 2023 ha importato 18,7 G(m³), quasi 10 G(m³) in meno dell'anno precedente. In conseguenza del forte calo delle importazioni di Eni (-34,5%), la quota di mercato della società è scesa dal 41,9% al 32,3% (30,2% se calcolata sul valore di *import* di fonte ministeriale). Anche i volumi acquistati all'estero da Edison, seconda in classifica, sono scesi da 11,3 a 10 G(m³) (-11,8%); tuttavia, poiché la riduzione delle importazioni di Edison è risultata inferiore a quella registrata da

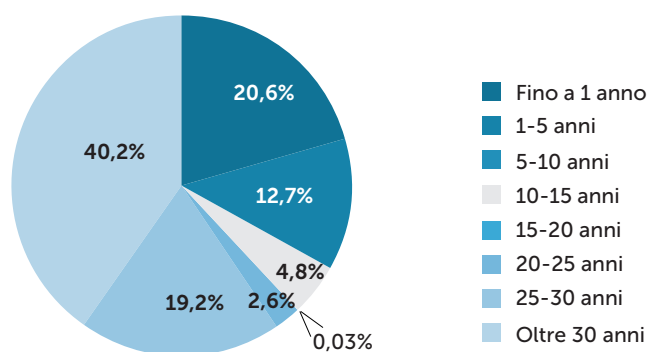
⁵ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. È probabile che alcuni quantitativi che nei dati ministeriali sono classificati come importazioni vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana" nell'Indagine dell'Autorità, in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

Eni, la quota nel mercato dell'importazione di Edison è leggermente salita al 17,3% e la distanza da Eni si è ancora accorciata, rispetto a quella osservata nel 2022, di altri dieci punti percentuali.

Sono leggermente aumentati, invece, i quantitativi della società Azerbaijan Gas Supply Company, che importa il gas azero che approda a Melendugno attraverso il TAP: con 8,1 G(m³) importati in corso d'anno (+349 milioni rispetto al 2022, +4,5%), ha consolidato la terza posizione con una quota in aumento (dal 6,2% all'8,1%). Si sono avvicinati tra la quarta e la quinta posizione le altre due importanti società di importazione: Shell Energy Europe ed Enel Global Trading; la prima ha aumentato i volumi di quasi mezzo miliardo di metri cubi, mentre la seconda ha importato 33 M(m³) in meno rispetto al 2022. 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 36,8 dei 57,7 G(m³) importati, cioè il 63,8% del gas approvvigionato all'estero. Tale quota è in riduzione rispetto al 2022 (era 70,1%) per via della discesa della quota di Eni, non compensata dall'incremento della quota di Edison e di Azerbaijan Gas Supply Company.

FIG. 3.7 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2023 secondo la durata intera



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

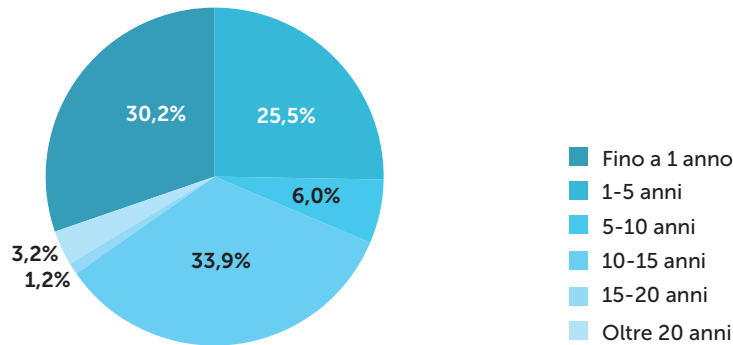
La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2023 secondo la durata intera (Fig. 3.7) si è sostanzialmente accorciata, come accade ormai da qualche anno. Infatti, sebbene la quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è aumentata di un punto percentuale (dal 61,1% al 62%), l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è nettamente cresciuta, essendo salita al 33,2% dal 20,5% registrato nel 2022. Inoltre, l'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni) si è notevolmente ridotta (dal 18,4% al 4,8%), mentre quella delle importazioni *spot*⁶, quelle cioè con durata inferiore all'anno, è lievemente cresciuta di circa due punti percentuali, portandosi a poco meno del 21%. Importante è però sottolineare che le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura, sono aumentate: nel 2022, infatti, i volumi contrattati erano complessivamente pari a 85,8 G(m³), mentre nel 2023 sono saliti a 87,2 G(m³).

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2023 (Fig. 3.8) mostrano che il 55,7% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 32,4% nel 2022) e il 61,7% giungerà al termine

⁶ Vale la pena ricordare che questa è stata 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.

entro i prossimi dieci anni. Il 4,4% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è fortemente diminuita (era al 39% nel 2021 e al 15% nel 2022) e riguarda un quantitativo complessivo ormai molto basso, pari a 3,8 G(m³).

FIG. 3.8 *Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2023 secondo la durata residua*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nel 2023 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 SGM. Ha ottenuto la certificazione come operatore del trasporto nel 2012 e dalla fine del 2016 è di proprietà di due fondi di investimento internazionali. 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 è proprietaria e gestisce direttamente il metanodotto Cavarzere-Minerbio, funzionale al collegamento del rigassificatore di Rovigo. Nata nel 2012 dalla scissione della società Edison Stocaggio, 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 2023 (in km)

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.704	23.107	32.811
Società Gasdotti Italia	749	1.047	1.796
Retragas	0	386	386
Energie Rete Gas	0	142	142
Infrastrutture Trasporto Gas	83	1	84
Metanodotto Alpino	0	76	76
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	51	51
Netenergy Service	0	35	35
TOTALE	10.536	24.845	35.381

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) possiede il 93% delle reti: 32.895 km di rete sui 35.381 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.796 km di rete (il 5,1%), di cui 749 sulla rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,1%, grazie ai suoi 386 km di rete. Vi sono poi altri cinque operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale. Fino al 2022 gli operatori regionali erano sei e comprendevano anche la società GP Infrastrutture Gas, che gestiva i gasdotti della rete regionale denominati "Valnure" e "Valtrebbia", che dal 1° gennaio 2023 sono stati riclassificati da rete di trasporto regionale a rete di distribuzione del gas naturale. La riclassificazione è stata disposta (retroattivamente) con il decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica del 25 maggio 2023 che costituisce il più recente aggiornamento della rete di trasporto regionale. Lo stesso decreto ha disposto anche la riclassificazione del tratto di rete gas denominato "Val Staffora – Segmento S05", gestito da Retragas, da rete di trasporto regionale a rete di distribuzione del gas naturale.

Le attività di trasporto sono riassunte nella tavola 3.5 che riporta, per regione, 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 (clienti) complessivamente serviti (tutti i dati sono preconsuntivi). L'ultima riga della tavola, denominata "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.

La riduzione dei consumi di gas naturale si ritrova, ovviamente, anche nei dati del trasporto: nel 2023 i volumi riconsegnati sulle reti hanno registrato un nuovo significativo calo dell'11,8%, che segue quello del 3,6% evidenziato lo scorso anno. Con 10,8 G(m³) in meno rispetto al valore del 2022, i volumi trasportati sono scesi a 81,1 G(m³), dai 91,9 G(m³) raggiunti nel 2022 (nel 2021 sfioravano i 96 G(m³)). Anche il numero dei punti di riconsegna è ulteriormente diminuito di 194 unità (-2,6%), portandosi a 7.343; pertanto il volume medio trasportato si è ridotto del 9,4%, da 12,1 a 11 M(m³). Le riconsegne ai settori produttivi hanno evidenziato un calo rilevante: le riconsegne al comparto industriale hanno registrato una diminuzione di circa 0,5 G(m³) rispetto a quelle del 2022, cioè sono diminuite del 4,5% in termini percentuali; al settore termoelettrico sono stati riconsegnati complessivamente 21,3 G(m³), vale a dire 4 G(m³) in meno del 2022 (16,1%). Molto significativa anche la discesa dei volumi riconsegnati agli impianti di distribuzione, che si sono ridotti del 7,5%, vale a dire, in valore assoluto, di 2,2 G(m³) rispetto al

2023. Ancora una volta l'andamento climatico, con i mesi invernali meno freddi degli anni precedenti, spiega gran parte della riduzione dei consumi, a cui si è accompagnata anche una riduzione delle attività industriali che utilizzano il gas naturale come *input* produttivo. Diversamente dallo scorso anno, una forte discesa 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 quasi 21 G(m³), 4 in meno del 2022 (in termini percentuali la riduzione è del -16%).

TAV. 3.5 Attività di trasporto per regione nel 2023 (lunghezza delle reti in km; volumi riconsegnati in M(m³))

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI				TOTALE	PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMoeLETTRICI	ALTRO ^(A)		
Piemonte	506	2.183	2.931	1.012	2.784	324	7.051	477
Valle d'Aosta	0	104	36	56	5	0	97	15
Lombardia	642	4.496	7.009	2.213	5.152	533	14.908	2.254
Trentino-Alto Adige	109	382	627	272	17	0	916	94
Veneto	831	2.111	3.341	1.198	515	61	5.116	564
Friuli-Venezia Giulia	492	571	707	526	692	1.679	3.605	165
Liguria	22	453	700	206	185	2	1.093	61
Emilia-Romagna	1.366	2.487	3.346	2.344	2.801	8.873	17.363	599
Toscana	634	1.473	1.837	775	1.488	5	4.105	323
Umbria	180	469	419	233	142	0	793	94
Marche	429	633	673	282	3	87	1.044	182
Lazio	532	1.487	1.745	473	459	389	3.067	407
Abruzzo	675	918	591	371	288	82	1.333	285
Molise	415	509	117	53	93	407	671	132
Campania	578	1.459	1.022	413	692	8	2.135	622
Puglia	667	1.301	961	611	2.406	4	3.981	306
Basilicata	398	910	196	96	24	22	337	208
Calabria	987	1.335	267	34	1.740	5	2.047	295
Sicilia	1.073	1.564	595	655	1.777	7	3.035	257
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	8.390	8.390	3
ITALIA	10.536	24.845	27.121	11.825	21.262	20.879	81.087	7.343

(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 (per esempio, ospedali).

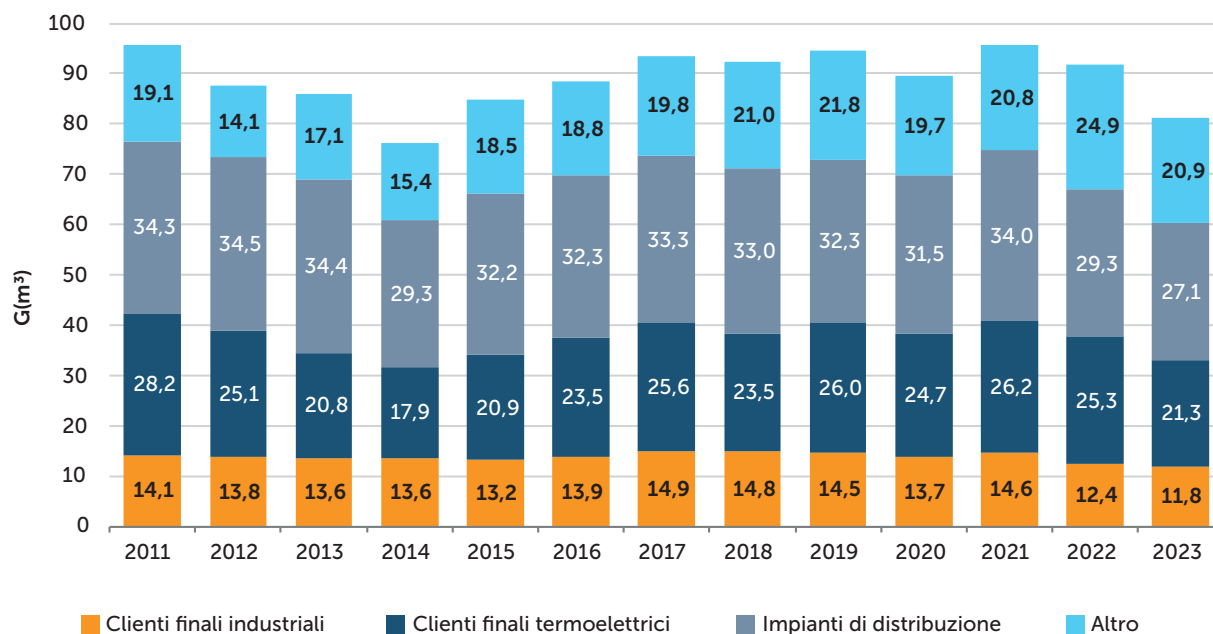
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'attività di trasporto effettuata negli ultimi anni (Fig. 3.9) mostra come il 2023 si collochi quasi al minimo storico che è stato toccato nel 2014, quando le riconsegne furono pari a 76,2 G(m³). In particolare, le riconsegne a clienti finali industriali risultano le più basse in assoluto dal 2006. I volumi complessivamente trasportati nel 2023 evidenziano un'incidenza dei settori produttivi del 40,8%, a fronte del 33,4% degli impianti di distribuzione e del 25,7% 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 2023-2024 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) n. 459/2017 del 16 marzo 2017.

FIG. 3.9 Attività di trasporto dal 2011



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

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;
- infra-giornaliero, con effetto dall'inizio di ciascuna ora e fino al termine del medesimo giorno gas.

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, tra le altre cose, ha ricevuto (nel 2013) 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, nel gennaio 2023 si è conclusa la prima fase del processo per l'espansione della capacità del gasdotto, al termine della quale l'attuale capacità del TAP dovrebbe salire da 10 a 11,2 G(m³)/anno.

TAV. 3.6 Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2023-2024 (in $M(m^3)$ 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%	5
Tarvisio	109,0	0,002	109,0	0,002%	7
Gorizia ^(A)	4,2	0,0	4,2	0,0%	0
Melendugno ^(B)	44,5	26,4	73,7	39,6%	2
Mazara del Vallo ^(B)	103,7	44,3			10
Gela ^(B)	45,0	13,2			2
TOTALE GASDOTTI	294,4	83,8	246,1	28,5%	22
All'1.1.2024					
Passo Gries	59,0	0,0	59,0	0,0%	4
Tarvisio	109,2	0,002	109,2	0,002%	3
Gorizia ^(A)	4,2	0,0	4,2	0,0%	1
Melendugno ^(B)	44,5	26,4	18,7	84,7%	2
Mazara del Vallo ^(B)	103,7	63,7			9
Gela ^(B)	45,0	13,2			2
TOTALE GASDOTTI	294,4	103,3	191,1	35,1%	23

(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 $M(m^3)/g$.

(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 2023-2024 la capacità complessiva di trasporto è pari a 294,4 $M(m^3)/giorno$ in considerazione del vincolo dato dalla massima capacità trasportabile da Sud (cioè dai punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno) pari a 122 $M(m^3)/giorno$.

Rispetto all'anno termico precedente (2022-2023), la massima capacità continua contemporaneamente trasportabile nei punti di entrata di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno è scesa a 122 $M(m^3)/g$ (da 126 $M(m^3)/giorno$ dell'anno termico precedente) in ragione dell'entrata in esercizio del nuovo terminale di Piombino, che si connette alla dorsale di trasporto dal Sud Italia tra le centrali di Gallese e Terranuova. Per questo motivo la capacità tecnica di trasporto complessiva, che tiene conto di tale vincolo, è scesa da 298,4 a 294,4 $M(m^3)/giorno$.

I risultati del conferimento mostrano come a inizio anno termico 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 83,8 $M(m^3)/giorno$, cioè per il 28,2%, a 22 soggetti. Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, presso i medesimi punti di entrata, al 1° gennaio 2024 la suddetta quota sale al 35,1% per l'incremento delle capacità conferite nei punti meridionali: a Melendugno per 24,6 $M(m^3)/giorno$, a Mazara del Vallo per 19,5 $M(m^3)/giorno$, e a Gela per 10,9 $M(m^3)/giorno$. I conferimenti effettuati nei tre punti di Melendugno, Mazara e Gela occupano l'84,7% della massima capacità trasportabile da Sud, pari a

122 M(m³)/giorno. I volumi di capacità conferita a inizio anno termico sono in forte calo da diversi anni, in parte per il venire meno di contratti a lungo termine, e in parte, probabilmente, a causa di consumi sempre più bassi.

Complessivamente, nell'anno solare 2023, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 673, contro i 595 del 2022, 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 nuova FSRU⁷ 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 nuovo rigassificatore toscano è entrato in piena operatività nel luglio 2023, quando ha ricevuto un carico di circa 100 M(m³).

Il rigassificatore di Panigaglia (SP) è gestito dalla società GNL Italia del gruppo Snam e ha una capacità di rigassificazione annua di 3,5 G(m³).

La capacità tecnica giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) pari a 26,4 M(m³)/giorno 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 1 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 2023; nel mese di maggio¹⁰ la società è stata infatti autorizzata ad accrescere la capacità massima di rigassificazione annuale che è passata 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.

Conferimenti pluriennali

Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, anche nel 2023 le capacità ai punti di interconnessione via gasdotto sono state rese disponibili per il conferimento per i successivi quindici anni termici, a partire dal 2024-2025. Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità presso i punti di entrata della rete nazionale di tipo pluriennale che risultano conferite a partire dal prossimo anno termico, come risultanti a marzo 2024 per i punti di interconnessione via gasdotto.

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 Con il decreto emesso il 26 maggio 2023 dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

TAV. 3.7 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2024-2025 al 2037-2038 (in M(m³) standard per giorno)

ANNI TERMICI	PUNTI DI ENTRATA						TOTALE
	MAZARA	GELA	MELENDUGNO	TARVISIO	GORIZIA	PASSO GRIES	
2024-2025	8,5	10,9	24,6	-	-	-	44,0
2025-2026	3,2	-	27,5	-	-	-	30,7
2026-2027	-	-	27,5	-	-	-	27,5
2027-2028	-	-	27,5	-	-	-	27,5
2028-2029	-	-	27,5	-	-	-	27,5
2029-2030	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2030-2031	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2031-2032	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2032-2033	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2033-2034	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2034-2035	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2035-2036	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2036-2037	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2037-2038	-	-	24,6	-	-	-	24,6

Fonte: Snam Rete Gas.

In tutti gli anni termici considerati 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.

I conferimenti risultano effettuati solo nei punti meridionali per i prossimi due anni termici, per i quali risultano riservati rispettivamente 44 e 30,7 M(m³)/giorno. Dall'anno termico 2026-2027 e sino all'anno 2028-2029 è stata allocata una capacità di 27,5 M(m³)/giorno a Melendugno, cioè di circa 3 M(m³)/giorno in più rispetto ai due anni precedenti, conferimenti che sono stati allocati nell'ambito della prima fase delle procedure di espansione del gasdotto. A partire dall'anno termico 2029-2030, con l'eccezione dei 24,6 M(m³)/giorno conferiti a Melendugno, sino all'ultimo anno considerato, la capacità conferita nei gasdotti si azzerava in tutti i punti di entrata. Per quanto riguarda i punti collegati con terminali di rigassificazione, ad aprile 2024 risulta la capacità conferita, tramite le procedure di *third party access*, solo presso il punto di Cavarzere, per l'80% della sua intera capacità fino all'anno termico 2033-2034, mentre gli altri terminali risultano liberi.

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. 3.8). Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esauriti. Dieci delle quindici concessioni di stoccaggio italiano

appartengono alla società Stocaggi 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 Stocaggio: in Abruzzo, in Veneto e in Emilia-Romagna. Per quest'ultimo sito, Edison Stocaggio 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. 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, la società di gestione del risparmio posseduta da fondazioni bancarie italiane, istituti di credito, casse di previdenza e fondi pensione, fondi sovrani e *asset manager*. L'impianto di stoccaggio è entrato in esercizio nell'anno termico 2019-2020 e ha una capacità che a regime può arrivare a circa 1 G(m³). Le principali novità intervenute nel 2023 riguardano i siti di Ripalta e di Sergnano per i quali il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) ha autorizzato il potenziamento, in considerazione delle criticità per il sistema nazionale del gas derivanti dalle riduzioni dei flussi di gas russo. Stogit è stata quindi 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. L'autorizzazione è valida fino al 31 dicembre 2026, cioè fino alla scadenza della concessione per lo stoccaggio di Ripalta, "fatte salve eventuali proroghe della validità della concessione stessa". Anche per il sito di Sergnano 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%.

TAV. 3.8 Concessioni di stoccaggio in Italia

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 Stocaggio	100%	Abruzzo	30,38	1984
Collalto	Edison Stocaggio	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 Stocaggio 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.

Da segnalare anche che nel 2023 il progetto di stoccaggio di Cugno le Macine, finora portato avanti dalla società Geogastock, è stato rilevato da Thaleia, una nuova piattaforma lanciata dal Fondo statunitense Davidson Kempner Capital Management e One33, il suo partner operativo per l'Italia, per acquisire progetti infrastrutturali per la transizione energetica.

Il sistema di stoccaggio del gas italiano comprende una capacità di stoccaggio commerciale, che si riempie 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 permanentemente 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 2024, con l'emanazione, da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, del consueto decreto in materia (decreto 28 marzo 2024).

Tale assetto (Tav. 3.9) replica quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2024–2025, pari a 7,861 G(m³); a tale capacità è associato un prodotto con una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a 5,186 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.

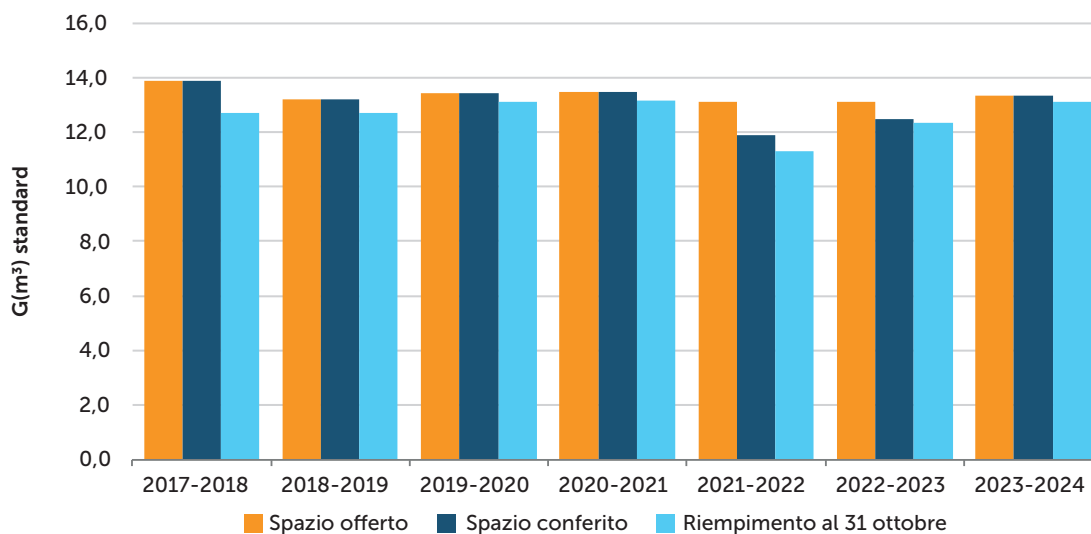
Le modalità di conferimento sono di tre tipi:

- specifiche per le capacità dei servizi di stoccaggio minerario, strategico e di bilanciamento;
- attraverso procedure di asta competitiva;
- attraverso l'allocazione implicita.

TAV. 3.9 Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2023-2024 e 2024-2025 (in M(Sm³))

SERVIZIO	PRODOTTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO	
		2023-2024	2024-2025
Minerario	Definito da MASE	109	137
Bilanciamento trasporto	A richiesta	50	50
Modulazione di punta	Annuale	7.841	7.861
Modulazione uniforme	Annuale	4.093	4.126
Modulazione uniforme	Pluriennale	1.005	1.000
Modulazione uniforme	Flessibilità	73	60
Strategico	Definito da MASE	4.620	4.620
TOTALE		17.791	17.854

Fonte: ARERA.

FIG. 3.10 Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Nell'anno termico 2023-2024, che si è concluso il 31 marzo 2024, lo spazio offerto ad asta è stato conferito per il 100% (Fig. 3.10). Al 31 ottobre 2023 il riempimento degli stoccaggi era pari a 13,1 G(m³). La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 260 M(m³) standard/giorno: 247,5 M(m³)/g negli stoccaggi Stogit, 9,01 M(m³)/g in quelli di Edison Stoccaggio e 3,47 M(m³)/g in quelli di Ital Gas Storage.

Più in dettaglio, nel complesso, nell'anno termico 2023-2024, la capacità di stoccaggio è stata conferita per i servizi di durata almeno annuale a 71 operatori, di cui:

- 62 utenti hanno acquistato il servizio di modulazione di punta;
- 45 utenti hanno acquistato il servizio di modulazione uniforme;
- 7 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:

- 34 utenti hanno acquistato solo 1 prodotto;
- 30 utenti hanno acquistato 2 prodotti;
- 7 utenti hanno acquistato 3 prodotti.

In termini di durata del conferimento:

- 14 utenti hanno capacità per il servizio pluriennale, acquistata nell'anno termico 2023-2024 e/o in quello precedente;
- 71 utenti hanno acquistato capacità annuale.

Nell'anno termico 2023-2024, i volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi sono risultati pari a:

- circa 13,7 G(m³), di cui 6,7 in erogazione e 7 in iniezione per Stogit;
- poco più di 1,5 G(m³), di cui circa 0,77 in erogazione e 0,77 in iniezione per Edison Stoccaggio;
- poco più di 0,45 G(m³), di cui circa 0,21 in erogazione e 0,24 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 2023 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria l'anno precedente per il 2022. Nelle pagine che seguono devono quindi essere considerati provvisori tutti i dati riguardanti il 2023.

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, 190 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 2023.

Dopo i cambi di gestore del servizio avvenuti nel 2022 in molte località, che hanno comportato tra l'altro la prima aggiudicazione di gara per l'affidamento del servizio di un'area metropolitana a un operatore diverso dal gestore uscente¹², anche nel 2023 vi sono state molteplici operazioni di cessione/acquisizione relative all'attività di distribuzione gas. In particolare:

- il 1° gennaio 2023 V-Reti (Gruppo Agsm Aim), in esito a gara per l'affidamento del servizio, ha acquisito dal Comune di Nanto (VI) l'attività nel territorio comunale;
- il 1° gennaio 2023, all'interno del Gruppo Iren, la società iReti Gas ha acquisito l'attività da iReti;
- il 1° febbraio 2023, all'interno del Gruppo Ascopiave, la società Romeo 2 ha acquisito l'attività da Edigas relativa a due comuni emiliani;
- il 1° febbraio 2023 iReti Gas (gruppo Iren) ha acquisito da Romeo Gas (gruppo Ascopiave) l'attività per due Comuni in provincia di Savona (Albenga e Ceriale) e altri nove in provincia di Vercelli (Albano Vercellese, Carisio, Greggio, Olcenengo, Oldenico, San Germano Vercellese frazione Strella, Quinto Vercellese, Tronzano Vercellese, Villarboit);
- il 1° febbraio 2023 iReti Gas (gruppo Iren) ha acquisito da Romeo 2 (gruppo Ascopiave) l'attività relativa ai comuni di Pontenure (PC) e Solignano (PR);
- il 1° aprile 2023 AcegasApsAmga, in esito a gara per l'affidamento del servizio, ha acquisito da 2i Rete Gas l'attività nel Comune di Mortegliano (UD);
- il 1° aprile 2023 AcegasApsAmga ha acquisito da Serenissima Gas (Gruppo Ascopiave) l'attività relativa a quattro Comuni in provincia di Udine (Flaibano, Basiliano, Lestizza, Mereto Di Tomba);
- il 10 luglio 2023 Vent ha acquisito da Metano Mobile l'attività nel Comune di Fiamignano (RI);
- il 1° settembre 2023 Condotte Nord ha acquisito da Coop Pomilia Gas l'attività nel Comune di Almenno San Bartolomeo (BG).

Vi sono state inoltre le seguenti altre variazioni societarie:

- il 1° maggio 2023 Molise Gestioni ha incorporato AMG;
- il 1° luglio 2023, all'interno del Gruppo 3B Holding, Badano Gas ha incorporato Badano Gas Distribuzione;

¹¹ Non hanno risposto all'Indagine le società Nuceria Distribuzione Gas, Metano Mobile (relativamente al 2022) e Vergas.

¹² Si tratta dell'aggiudicazione da parte di 2i Rete Gas della gara per l'affidamento del servizio dell'Ambito Territoriale Ottimale NAPOLI 1, comprendente, oltre al capoluogo campano, i comuni di Ercolano, Portici, San Giorgio Cremano, Torre Annunziata e Torre del Greco, gestiti in precedenza da Italgas Reti S.p.A.

- il 1° dicembre 2023 Energetica ha incorporato la controllata Energie des Alpes.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2023, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.10), mostra in primo luogo l'importanza degli enti pubblici, che risultano possedere il 33,5% delle quote delle società di distribuzione, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente, mentre presentano un calo più significativo (-0,6%) le imprese energetiche locali (12,3%) e le imprese energetiche nazionali (13,9%).

TAV. 3.10 *Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2022	2023
Enti pubblici	33,6%	33,5%
Imprese energetiche locali	12,9%	12,3%
Imprese energetiche nazionali	14,5%	13,9%
Imprese energetiche estere	0,4%	0,4%
Società diverse	25,6%	27,8%
Istituti finanziari nazionali	0,1%	0,1%
Istituti finanziari esteri	0,3%	0,3%
Mercato	0,0%	0,0%
Persone fisiche	12,5%	11,7%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Risultano invariate le quote delle altre categorie (imprese energetiche estere, 0,4%, istituti finanziari esteri, 0,3%, istituti finanziari nazionali, 0,1%), mentre prosegue la diminuzione delle quote delle persone fisiche (da 12,5% all'11,7%). I cali elencati sono compensati dalla crescita delle società diverse dalle precedenti (dal 25,6% al 27,8%). I soggetti esteri provengono dal Lussemburgo (partecipazioni in 2i Rete Gas e Mediterranea Energia Ambiente), dall'Olanda (quote di Liquigas), dalla Francia (partecipazioni in Compagnia Ricerche Metano e Liquigas) e dall'Austria (partecipazioni in Südtirolgas).

TAV. 3.11 *Attività dei distributori nel periodo 2013-2023*

OPERATORI ^(A)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
NUMERO	228	228	226	218	210	208	197	193	186	186	186
Molto grandi	7	8	8	8	7	7	7	6	6	6	6
Grandi	26	22	22	20	20	19	19	22	22	22	22
Medi	20	20	22	22	22	22	21	19	20	20	20
Piccoli	115	117	114	110	104	101	97	96	89	91	91
Piccolissimi	60	61	60	58	57	59	53	50	49	47	47
VOLUME DISTRIBUITO M(m³)	34.241	29.470	31.184	31.078	31.654	32.116	31.243	30.075	32.247	28.299	25.617
Molto grandi	19.553	17.414	18.375	19.511	19.967	32.188	20.189	18.585	19.967	17.842	15.986
Grandi	8.682	6.754	7.099	5.843	5.941	20.523	5.816	6.814	7.512	6.263	5.765
Medi	2.227	2.020	2.228	2.240	2.407	6.059	2.254	1.878	1.926	1.734	1.596

(segue)

OPERATORI ^(A)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Piccoli	3.578	3.105	3.297	3.290	3.141	2.446	2.804	2.643	2.691	2.328	2.153
Piccolissimi	202	176	184	194	198	2.968	180	154	151	131	117

(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 2023 la suddivisione dei distributori in base al numero dei clienti serviti mostra la medesima situazione dell'anno precedente: 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), 91 piccoli (5.000-50.000 clienti) e 47 piccolissimi (meno di 5.000 clienti) (Tav. 3.11).

I volumi complessivamente distribuiti sono diminuiti del 9,5% rispetto all'anno precedente e di oltre il 20% nell'ultimo biennio, scendendo ai livelli della metà degli anni '90. Anche se il numero delle imprese con più di 100.000 clienti è sceso nell'ultimo decennio (28 unità, dalle 33 che si registravano nel 2013), la quota di queste società è rimasta sostanzialmente stabile intorno all'82% fino al 2018, per poi salire gradualmente all'85% nel 2021. 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 175 a 138) sia la quota di volumi erogati (dall'11% all'8,9%).

TAV. 3.12 Attività di distribuzione per regione nel 2023 (volumi in $M(m^3)$, clienti in migliaia, volumi unitari in m^3)

REGIONE	COMUNI SERVITI	NUMERO CONCESSIONI	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI	VOLUMI UNITARI
Piemonte	1.084	899	26	1.917	2.821	11,0%	8,8%	1.472
Valle d'Aosta	25	1	1	22	34	0,1%	0,1%	1.566
Lombardia	1.597	1.375	45	4.467	6.658	26,0%	20,4%	1.491
Trentino-Alto Adige	169	192	10	269	592	2,3%	1,2%	2.199
Veneto	655	560	22	2.059	3.247	12,7%	9,4%	1.577
Friuli-Venezia Giulia	198	142	9	510	699	2,7%	2,3%	1.370
Liguria	162	156	7	829	632	2,5%	3,8%	763
Emilia-Romagna	384	316	18	2.127	3.192	12,5%	9,7%	1.501
Toscana	252	247	9	1.530	1.781	7,0%	7,0%	1.164
Umbria	95	80	10	335	388	1,5%	1,5%	1.157
Marche	228	196	27	640	698	2,7%	2,9%	1.091
Lazio	339	312	11	2.191	1.558	6,1%	10,0%	711
Abruzzo	310	289	21	615	554	2,2%	2,8%	901
Molise	137	133	8	121	101	0,4%	0,6%	837
Campania	485	464	14	1.312	842	3,3%	6,0%	642
Puglia	262	256	10	1.316	875	3,4%	6,0%	665

(segue)

REGIONE	COMUNI SERVITI	NUMERO CONCESSIONI	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI	VOLUMI UNITARI
Basilicata	132	129	9	194	177	0,7%	0,9%	910
Calabria	387	393	6	394	233	0,9%	1,8%	591
Sicilia	361	341	12	1.029	534	2,1%	4,7%	519
Sardegna	97	97	1	15	2	0,0%	0,1%	145
ITALIA	7.359	6.578	-	21.890	25.617	100,0%	100,0%	1.170

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Gli operatori attivi nel 2023 hanno distribuito complessivamente 25,6 G(m³), con una diminuzione di ben 2,7 G(m³) rispetto all'anno precedente, a 21,9 milioni di clienti finali (individuati mediante il numero dei gruppi di misura attivi). Il servizio è stato gestito attraverso 6.578 concessioni in 7.359 comuni (Tav. 3.12).

Non emergono significativi elementi di novità dall'analisi territoriale dei dati: al primo posto si collocano, come sempre, le grandi Regioni del Nord (Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Piemonte), nelle quali viene distribuito il 62,1% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 19,7%, mentre il restante 18,1% viene distribuito nelle altre parti d'Italia, con quote regionali inferiori al 3%.

Anche il raggruppamento delle regioni nelle consuete ripartizioni di Nord, Centro, Sud e Isole mostra cifre del tutto analoghe a quelle degli scorsi anni: al Nord viene erogato il 69,8% del gas distribuito a livello nazionale a 12,2 milioni di clienti (il 55,7% del totale nazionale); seguono il Centro con il 19,8%, erogato a 5,4 milioni di clienti (il 24,8% del totale) e infine il Sud e le Isole, con il 10,4% 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 2023 sono state metanizzate 17 nuove località, di cui 11 rifornite da serbatoi di GNL.

TAV. 3.13 Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2023 (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	837	7.164	108	13.018	11.842	94,9%	4,5%
Valle d'Aosta	5	58	0	201	203	98,6%	0,8%
Lombardia	1.811	16.776	138	15.307	33.379	79,7%	16,3%
Trentino-Alto Adige	235	21.678	198	2.329	2.251	92,2%	7,5%
Veneto	697	14.606	268	11.626	19.256	80,1%	19,5%
Friuli-Venezia Giulia	131	1.953	5	2.332	5.293	68,7%	30,7%
Liguria	83	2.931	5	2.207	4.074	98,0%	1,7%
Emilia-Romagna	508	7.646	208	17.776	13.274	75,9%	23,9%
Toscana	331	10.145	203	6.983	10.131	87,5%	12,5%
Umbria	188	1.966	101	2.087	3.437	59,5%	40,5%

(segue)

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Marche	133	2.395	21	4.759	4.797	61,7%	29,7%
Lazio	336	2.345	180	7.908	8.066	66,2%	33,8%
Abruzzo	215	2.150	4	5.132	5.169	76,7%	23,1%
Molise	96	431	1	1.237	1.203	86,2%	13,7%
Campania	360	6.063	58	5.187	8.602	83,8%	15,7%
Puglia	246	1.897	116	3.788	8.969	92,2%	7,7%
Basilicata	114	480	1	1.123	1.678	55,5%	43,9%
Calabria	266	920	53	4.345	3.685	92,0%	7,9%
Sicilia	222	1.764	129	5.507	9.175	94,9%	4,8%
Sardegna	67	45	0	1.533	548	100,0%	0,0%
ITALIA	6.881	103.413	1.797	114.383	155.031	81,5%	17,3%
di cui non in funzione	-	-	9	215	77	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 271.212 km di rete (di cui, nel 2023, 301 non in funzione): il 57,1% in bassa pressione, il 42,2% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione (Tav. 3.13). La lunghezza delle reti è cresciuta di circa 3 migliaia di km rispetto al 2022. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.881 cabine e 103.413 gruppi di riduzione finale. Il 57,3% delle reti (155.297 km) è collocato al Nord, il 22,6% al Centro (61.419 km) e il restante 20,1% (54.496 km) si trova al Sud e nelle Isole.

Mediamente i distributori possiedono l'81,5% delle reti che gestiscono, mentre i comuni ne possiedono il 17,3%. 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%.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso (Tav. 3.14), di seguito illustrata, 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.

Oltre la metà dei clienti (il 50,6%) 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 (42,9%) del gas complessivamente distribuito in Italia, ha un consumo unitario di 992 m³/anno, inferiore del 4,4% a quello rilevato per il 2022 (1.038 m³).

La seconda tipologia più diffusa tra i clienti (46,65%) 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 risultato pari all'8,5% del totale, per un consumo unitario di 213 m³, in aumento (+4,4%) rispetto all'anno precedente (204 m³).

13 Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

TAV. 3.14 Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2023 (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	1,34%	18,73%	16 398
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	46,65%	8,49%	213
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	50,64%	42,93%	992
C4	Uso condizionamento	0,04%	0,03%	706
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,10%	0,14%	1 732
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,09%	4,76%	63 932
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,15%	24,92%	25 282
	TOTALE	100.0%	100.0%	1 170

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1), perlopiù impianti termici centralizzati, sono una piccola quota dei clienti totali (1,34%), ma assorbono quasi un quinto del gas distribuito (18,7%), con un consumo unitario di 16.398 m³ che presenta una sensibile diminuzione (-7%) rispetto all'anno precedente (17.624 m³), il quale spiega anche il calo nei riscaldamenti individuali. Le aziende con usi tecnologici (artigianali e industriali) rappresentano solo lo 0,1% dei clienti e il 4,76% dei prelievi; il loro consumo unitario, ovviamente elevato, è pari a 63.932 m³, anch'esso in calo (-7,2%) rispetto all'anno precedente (68.857 m³). Un quarto del gas distribuito (il 24,92%) viene impiegato da soggetti aventi usi sia tecnologici sia di riscaldamento (codice T2), il cui consumo medio è pari a 25.282 m³, anch'esso in diminuzione (-5%) rispetto al 2022 (26.613 m³). Rimangono estremamente marginali gli utilizzi per condizionamento, pari allo 0,04% dei clienti e allo 0,03% dei volumi assorbiti. Infine, considerando l'insieme di tutte le categorie sopra descritte, emerge un consumo *pro capite* medio di 1.170 m³/anno, in diminuzione del 9,4% rispetto ai 1.292 m³ rilevati per il 2022, a loro volta in netta diminuzione (-11,7%); pertanto, nell'arco di un solo biennio vi è stato un calo di oltre il 20% nei consumi unitari.

La tavola 3.15 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 (52,65%), ma assorbono solo l'8,7% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di clienti (39,46%) sia di volumi (29%) 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'1,58% dei clienti), assorbono la metà del gas complessivamente distribuito (49,8%).

TAV. 3.15 Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2023 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	8.501	6.815	4.656	211	21,27%	0,8%
121-480	6.963	6.952	6.869	2.025	31,38%	7,9%
481-1.560	8.714	8.700	8.639	7.436	39,46%	29,0%
1.561-5.000	1.388	1.387	1.381	3.178	6,31%	12,4%
5.001-80.000	332	331	329	4.875	1,51%	19,0%
80.001-200.000	9	9	9	1.133	0,04%	4,4%
200.001-1.000.000	5	5	5	2.235	0,02%	8,7%
Oltre 1.000.000	2	2	2	4.524	0,01%	17,7%
TOTALE	25.914	24.202	21.890	25.617	100,00%	100,0%

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 2,3 milioni di unità, condensate (93,4%) 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 1,7 milioni di unità, ancora più concentrate (98,5%) nella prima fascia di prelievo. Dove non diversamente specificato, nel paragrafo i clienti sono conteggiati in termini di gruppi di misura attivi.

La tavola 3.16 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 2023 sono presenti nel settore 20,5 milioni di clienti domestici che hanno prelevato 11,85 miliardi di m³, ovvero il 46,3% 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 53,8% di tutto il gas distribuito in Italia e il 94,5% dei clienti totali.

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.

TAV. 3.16 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 2023 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	4.471,1	11,0	10,1	163,8	205	0	0,2	5
121-480	6.640,3	10,5	7,1	210,8	1.955	3	2	65
481-1.560	8.258,7	18,2	12,7	349,0	7.082	18	12	324
1.561-5.000	1.094,4	41,9	14,5	230,4	2.339	140	44	655
5.001-80.000	22,9	108,3	20,1	178,2	192	1.601	335	2.747
80.001-200.000	0,3	1,1	0,7	7,3	28	120	91	895
200.001-1.000.000	0,0	0,1	0,4	4,7	10	47	166	2.012
Oltre 1.000.000	0,0	0,0	0,1	1,5	43	2	297	4.182
TOTALE	20.487,8	191,1	65,8	1.145,8	11.855	1.930	948	10.884

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Poco meno di un miliardo di metri cubi (il 3,7% 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 42,5% dei volumi distribuiti. I consumi *pro capite* che emergono da questi dati sono compatibili con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 579 m³ per i clienti domestici, 10.100 m³ per i condomini, 14.413 m³ per le attività di servizio pubblico e 9.500 m³ 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 40,3% dei clienti e il 59,7% dei volumi, con un consumo medio unitario di 858 m³/anno. Segue la classe inferiore (121-480 m³/anno), con il 32,4% 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, la maggior parte (56,7%) ricade nella classe di consumo 5.001-80.000 m³/anno, che assorbe ben l'82,9% dei volumi prelevati da questa seconda categoria, per un consumo unitario di 14.783 m³/anno. Nella medesima classe di consumo ricade anche la quota maggiore (30,5%) delle utenze relative ad attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 35,4% del gas utilizzato da questa categoria. Infine, per quanto riguarda la tipologia residuale "altri usi", la classe di consumo principale in termini di numerosità (30,5%) è la terza (da 481 a 1.560 m³/anno), ma assorbe solo il 3% dei consumi di questi clienti; più rilevante la classe da 5.000 a 80.000 m³/anno, con il 15,6% dei clienti, il 25,2% dei volumi e un consumo unitario prossimo a quello dei riscaldamenti centralizzati (15.415 m³), mentre considerando i volumi si rileva la prevalenza (38,4%) della fascia più grande (oltre 1 milione di m³), a cui corrisponde un consumo *pro capite* di 2,8 milioni di m³/anno.

TAV. 3.17 Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2023 (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	1.794,0	1.105,5	16,7	308,6	5,8	74,3	100,3	1.332,8
Valle d'Aosta	20,4	14,1	0,2	6,1	0,1	3,4	1,1	10,7
Lombardia	4.180,7	2.859,9	39,0	705,3	13,4	208,9	233,8	2.992,5
Trentino-Alto Adige	252,0	151,7	2,4	62,8	0,8	39,1	14,1	338,8
Veneto	1.926,8	1.363,8	18,0	117,0	6,2	91,0	107,8	1.566,6
Friuli-Venezia Giulia	477,5	318,9	4,5	48,0	1,5	43,9	26,7	287,9
Liguria	776,0	293,1	7,2	131,0	2,5	14,8	43,4	193,6
Emilia-Romagna	1.990,5	1.371,0	18,6	194,3	6,4	86,5	111,3	1.539,9
Toscana	1.432,2	846,2	13,4	77,6	4,6	71,9	80,1	785,2
Umbria	313,7	175,5	2,9	13,7	1,0	16,1	17,5	182,3
Marche	599,1	388,4	5,6	17,6	1,9	25,1	33,5	267,0
Lazio	2.050,2	799,4	19,1	187,8	6,6	100,3	114,7	470,1
Abruzzo	575,3	318,1	5,4	14,3	1,8	23,7	32,2	197,8
Molise	113,1	64,5	1,1	4,1	0,4	3,9	6,3	28,5
Campania	1.227,7	493,9	11,5	16,9	3,9	52,8	68,7	278,4
Puglia	1.231,5	621,0	11,5	11,1	4,0	40,9	68,9	202,1
Basilicata	181,5	126,3	1,7	5,5	0,6	14,5	10,1	30,2
Calabria	368,5	166,0	3,4	1,8	1,2	12,5	20,6	52,3
Sicilia	963,4	376,2	9,0	6,7	3,1	24,0	53,9	127,2
Sardegna	13,7	1,4	0,1	0,1	0,0	0,0	0,8	0,6
ITALIA	20.487,8	11.854,7	191,1	1.930,4	65,8	947,6	1.145,8	10.884,4

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Un'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio settoriale e geografico (Tav. 3.17) 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 (1.465 m³) sono oltre il doppio (2,34 volte) di quelli osservati al Sud e nelle Isole (625 m³), mentre quelli del Centro assumono valori intermedi (935 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.

Le diversità indicate si riscontrano per tutte le categorie di clienti considerate. La differenziazione è massima per i condomini, che consumano in media 14.767 m³ al Nord, 6.646 m³ al Centro e 1.134 m³ al Sud, anche a causa della diversità nel parco edilizio. Seguono i divari mostrati dalle attività produttive ("altri usi"), con 12.940 m³ al Nord, 6.792 m³ al Centro e 3.099 m³ al Sud, per effetto della differente presenza sul territorio di imprese di taglia medio-piccola, tipicamente servite dalle reti di distribuzione. Più contenuta la variabilità dei domestici, i cui consumi *pro capite* sono di 655 m³ al Nord, 510 m³ al Centro e 448 m³ al Sud. Una differenziazione ancora meno marcata emerge per le attività di servizio pubblico, con consumi unitari di 15.336 m³ al Nord, 14.772 m³ al Centro e 11.311 m³ al Sud.

TAV. 3.18 Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2023 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
ELETTRONICI					
Fino a G6	8.282,1	3.696,7	7.752,0	19.730,9	10.675
G6	149,6	59,7	83,8	293,1	602
Da G6 a G25	140,2	58,8	60,7	259,7	1.406
G25	45,8	30,2	26,2	102,2	1.090
G40	22,6	16,7	15,1	54,4	987
Oltre G40	26,4	18,9	21,9	67,1	8.882
Totale elettronici	8.666,8	3.881,0	7.959,6	20.507,4	23.643
TRADIZIONALI					
Fino a G6	1.479,8	459,3	1.580,4	3.519,5	1.552
G6	67,0	24,8	66,4	158,2	174
Da G6 a G25	4,7	2,0	3,4	10,0	20
G25	1,0	0,6	1,0	2,6	13
G40	0,7	0,3	0,6	1,6	17
Oltre G40	0,9	0,5	1,3	2,6	198
Totale tradizionali	1.554,1	487,4	1.653,1	3.694,6	1.974
TOTALE GRUPPI DI MISURA	10.220,9	4.368,5	9.612,7	24.202,0	25.617

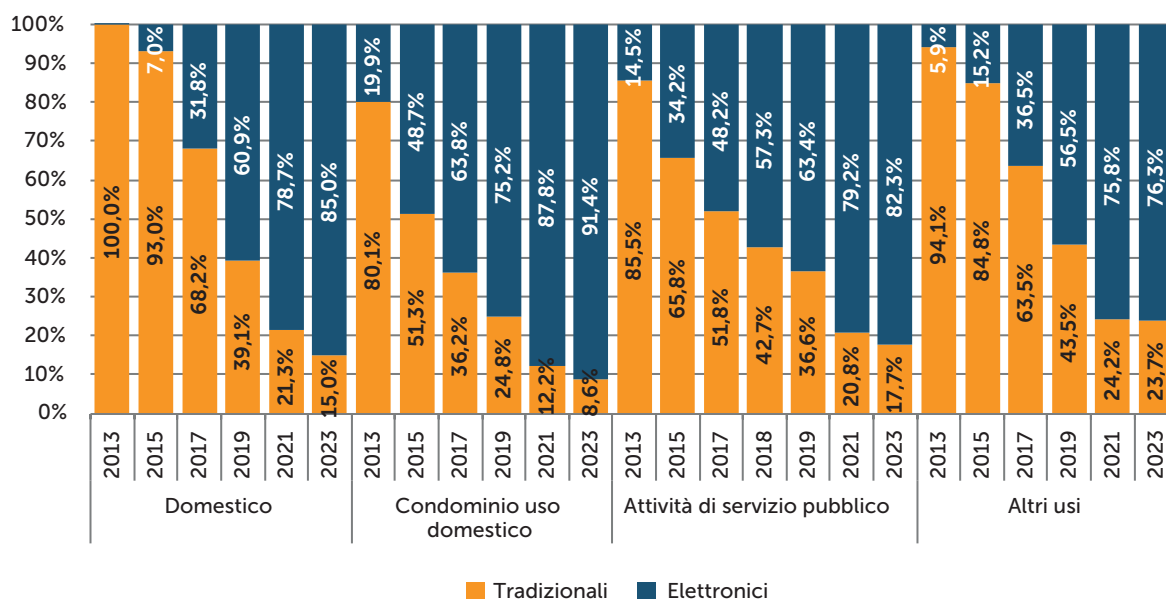
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola 3.18 mostra la tecnologia dei gruppi di misura del gas, con la ripartizione della loro numerosità¹⁷ tra le principali tipologie al 31 dicembre 2023, evidenziando anche il loro grado di accessibilità fisica¹⁸. Per quanto riguarda i gruppi di misura tradizionali, che per raccogliere il dato di misura dei consumi hanno bisogno di una visita in loco, la quota direttamente accessibile per il personale incaricato delle rilevazioni è pari al 42%. 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.

L'installazione dei misuratori elettronici prosegue, anche se a ritmi inferiori al passato. Nel corso del 2023 il loro numero è aumentato del 5%, grazie all'installazione di circa 1 milione di apparecchi, quasi tutti (97%) di piccola taglia, ovvero fino alla classe G4. Alla fine del 2023 risulta dotato di misuratore elettronico del gas l'81,4% dei clienti; primeggiano come sempre i condomini, con il 91,4%, mentre risultano lievemente più indietro (79,7%) i clienti con altri usi (Fig. 3.11).

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.

FIG. 3.11 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 3.19 che descrive 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. 3.19 Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2023

CLASSI DI CONSUMO ANNUO (m ³)	GRUPPI DI MISURA CON RILEVAZIONE						
	1 VOLTA L'ANNO	2 VOLTE L'ANNO	3 VOLTE L'ANNO	PIÙ DI 3 VOLTE L'ANNO	MENSILE	GIORNALIERA	TOTALE
0 - 500	84,5%	4,2%	6,4%	3,8%	0,1%	1,0%	100,0%
501 - 1.500	2,2%	30,9%	62,8%	2,5%	0,1%	1,5%	100,0%
1.501 - 5.000	0,5%	7,2%	80,3%	6,3%	0,6%	5,1%	100,0%
>5.000	0,2%	0,3%	1,2%	0,2%	27,8%	70,4%	100,0%
TOTALE	39,5%	15,7%	37,9%	3,5%	0,6%	2,9%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I clienti con consumi molto contenuti (fino a 500 m³/anno) sono quasi tutti (84,5%) oggetto di un solo tentativo di rilevazione all'anno; solo piccole percentuali degli stessi hanno avuto rilevazioni più frequenti. La maggioranza assoluta (62,8%) dei clienti con consumo annuo compreso tra 501 e 1.500 m³ è stata oggetto di rilevazione quadrimestrale, mentre circa un terzo (30,9%) ha avuto rilevazioni semestrali (due volte l'anno). Più di quattro quinti (80,3%) dei clienti di media dimensione (1.501-5.000 m³/anno) ha avuto lettura quadrimestrale (tre volte l'anno) e la quota di tali clienti con minore frequenza di lettura (meno dell'8%) è più che compensata da quella con frequenza più elevata (circa il 12%). Ancora migliori e completamente diverse le tempistiche per i clienti più grandi (oltre 5.000 m³/anno): oltre un quarto (27,8%) ha rilevazione mensile e più di due terzi (70,4%) ha la rilevazione quotidiana (realizzata ovviamente con strumentazione elettronica).

Esaminando i totali, si può osservare che la misura giornaliera riguarda il 2,9% dei clienti (che consumano, però, il 44,4% dei volumi di gas distribuiti); la rilevazione a cadenza mensile avviene per lo 0,6% dei consumatori (6,8% dei volumi distribuiti); i clienti con un numero di letture inferiore a 12, ma superiore a 3, sono il 3,5% (1,9% dei consumi); la rilevazione semestrale (2 volte all'anno) riguarda il 15,7% dei clienti (10,3% dei volumi), mentre infine la rilevazione annuale riguarda ancora due quinti dei clienti (39,5%), che assorbono però solo il 6,4% dei consumi.

La tavola 3.20 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2023 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 27,1%, in diminuzione di 1,3 punti rispetto al 2022. Diversamente da quanto accade negli altri segmenti della filiera e in settori collegati, il secondo gruppo, che è 2i Rete Gas, segue con una quota non molto distante, il 20,3%, in lieve aumento (0,2 punti). Nel corso del tempo tale gruppo (già Enel Rete Gas) ha acquisito o incorporato varie società, tra cui G6 Rete Gas nel 2013, Genia Distribuzione Gas nel 2014, GP Gas nel 2015, Nedgia nel 2018 e Powergas Distribuzione nel 2021. Seguono A2A e Hera, che confermano quote intorno all'8%, dopodiché si trovano Ascopiave e Iren, con quest'ultima che presenta un incremento rispetto all'anno precedente (+0,3%), anche in seguito alle acquisizioni descritte in precedenza. I gruppi che seguono hanno volumi inferiori alla soglia del miliardo di m³ e, così come i precedenti, quelli fino al tredicesimo posto confermano la graduatoria dell'anno precedente. Tra i successivi, tutti con quote sostanzialmente invariate e 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.

TAV. 3.20 *Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2023 (volumi in M(m³))*

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Italgas	6.931	27,1%	1°
2i Rete Gas	5.201	20,3%	2°
Hera	2.078	8,1%	3°
A2A	2.024	7,9%	4°
Ascopiave	1.407	5,5%	5°
Iren	1.156	4,5%	6°
Estra	699	2,7%	7°
AgsM Aim	501	2,0%	8°
Acinque	419	1,6%	9°
Eg Holding	101	0,4%	10°
Dolomiti Energia	349	1,4%	11°
Gruppo Enercom	264	1,0%	12°
Aimag	247	1,0%	13°
Gas Plus	210	0,8%	15°
Sime Crema	190	0,7%	16°
Gas Rimini	190	0,7%	14°

(segue)

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Selfin	171	0,7%	17°
Lucca Holding	190	0,7%	19°
Gruppo Amga Legnano	151	0,6%	18°
Marche Multiservizi	151	0,6%	20°
Altri	2.990	11,7%	-
TOTALE	25.617	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2023 i primi venti gruppi hanno distribuito l'88,5% del totale dei volumi erogati, mezzo punto in meno dell'anno precedente. Emergono quindi lievi diminuzioni nella misura del grado di concentrazione, che si registrano nell'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, scesa dal 56,4% al 55,5%), nell'indice C5 (quota dei primi cinque gruppi, passata dal 69,8% al 68,9%) e, in particolare, nell'indice HHI, che è sceso da 1.405 a 1.347 (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 connessioni di metanodotti con le reti di trasporto o di connessioni di condotte con la 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 trasporto, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

Nel 2023 sono state realizzate 67 connessioni con le reti di trasporto, di cui 65 alle condotte in alta pressione e 2 a quelle in media pressione (Tav. 3.21). Il numero delle connessioni realizzate è diminuito, sia per quelle in alta pressione sia per quelle relative alle condotte in media pressione. Il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in alta pressione si è ridotto da 135 a 120 giorni lavorativi, al contrario quelle in media pressione hanno richiesto circa 50 giorni in più. Il 57% delle 67 connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 37 sulle 65 in alta pressione e solo 1 sulle 2 realizzate in media pressione).

Nel caso delle reti di distribuzione locale (Tav. 3.22) nel 2023 sono state realizzate circa 10.000 connessioni in meno dell'anno precedente: il loro numero si è ridotto infatti da 71.607 a 61.826. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (94,6%) e la restante parte condotte in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione, come già avvenuto negli ultimi anni. Si registra un lieve aumento dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 7,7 a 9,2 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle reti in media pressione (da 23,3 a 34,1 giorni lavorativi).

In media, nel corso dell'anno ciascun distributore ha effettuato 308 connessioni alle reti in bassa pressione. Se si escludono dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (23 soggetti), la media sale a 350 connessioni per distributore.

TAV. 3.21 Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

PRESSIONE	2022		2023	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	72	135,5	65	119,7
Media pressione	11	78,3	2	132,0
TOTALE	83	127,9	67	120,1

(A) Giorni lavorativi. Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

TAV. 3.22 Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento

PRESSIONE	2022		2023	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	67.701	7,7	58.504	9,2
Media pressione	3.906	23,3	3.322	34,1
Alta pressione	0	-	0	-
TOTALE	71.607	8,6	61.826	10,6

(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 2023 (anche per un periodo limitato dell'anno) è risultato pari a 898. Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori energetici 702 imprese (78%), 71 delle quali hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 13 a un'impresa di trasporto.

Delle 702 società che hanno partecipato all'Indagine, 68 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 634 attive, 153 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 331 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 150, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti (Tav. 3.23).

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) nel 2023 è stato pari a 253,6 G(m³). Poiché nel 2022 lo stesso valore era risultato pari a 267,2 G(m³), il mercato della vendita di gas ha registrato una nuova diminuzione, pari al 5,1%.

Il 53,2% di tale gas, cioè 134,9 G(m³), è stato intermediato dai grossisti, il 4,7%, cioè 11,9 G(m³), dai venditori puri e il 42,1%, cioè 106,8 G(m³), dagli operatori misti. Rispetto alle quantità intermedie nel 2022, i venditori puri e gli operatori misti hanno perso terreno a vantaggio dei grossisti puri, la cui posizione relativa nel mercato totale è cresciuta (nel 2022 la loro quota era risultata pari al 46,4% del totale).

TAV. 3.23 Numero di operatori e vendite nel 2023 (in M(m³))

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	153	-	134.857	121.918	134.857
Venditore puro	331	11.933	-	-	11.933
Operatore misto	150	30.906	75.860	47.312	106.766
Inattivo	68	-	-	-	-
TOTALE	702	42.839	210.717	169.230	253.556

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2023 il solo mercato all'ingrosso ha movimentato 210,7 G(m³) di gas che sono stati forniti per il 57,3% da grossisti puri e per il restante 42,7% da operatori misti. I quantitativi venduti nel mercato al dettaglio, 42,8 G(m³), sono stati collocati per il 27,9% dai venditori puri e per il 72,1% 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).

Nel 2023 il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso, 303 soggetti, è cresciuto di 46 unità¹⁹, mentre il volume di gas che hanno venduto nel mercato all'ingrosso si è ridotto di 5,6 G(m³) (-2,6%), con il risultato che il volume medio unitario di vendita si è ridotto del 17,4%, passando da 842 a 695 M(m³). Si tratta del terzo anno consecutivo che questo mercato si riduce, dopo i cali già rilevanti osservati nel 2021 e nel 2022.

Come di consueto, le attività dei grossisti sono state analizzate suddividendo le imprese in grandi, medie, piccole e piccolissime (Tav. 3.24) 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 2023 la classe dei grandi conta lo stesso numero di soggetti del 2022, quella dei medi è diminuita di 5 unità, mentre – come sempre – i nuovi ingressi si sono concentrati nella classe dei piccolissimi che è aumentata di 46 unità.

Le sei imprese classificate tra i grandi sono le stesse dell'anno precedente: Edison, due società del gruppo Eni e due del gruppo Engie, insieme a Shell Energy Europe.

Tra i medi sono usciti Centrex Italia, Danske Commodities, EnBW Energie Baden-Württemberg, EP Commodities, Estra Energie e Trafigura Trading, ma è entrata Vattenfall Energy Trading che nel 2022 era nella classe dei picco-

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.

lissimi. Quasi tutte le società uscite dalla classe dei medi sono passate nella classe dei piccoli, mentre Centrex Italia quest'anno è inclusa tra i piccolissimi²⁰.

La maggior parte delle imprese (61%) che operano esclusivamente all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine sul 2022 sono società di diritto non italiano.

Il 7,8% (in diminuzione rispetto al 10% dell'anno precedente) del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 39,6% dai grandi venditori (38,6% nel 2022), il 44,8% dai venditori medi (stesso valore nel 2022). Le rimanenti 265 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 7,8% del mercato all'ingrosso (nel 2022 erano 214 e avevano rifornito il 6,5% del gas complessivamente venduto nel mercato all'ingrosso).

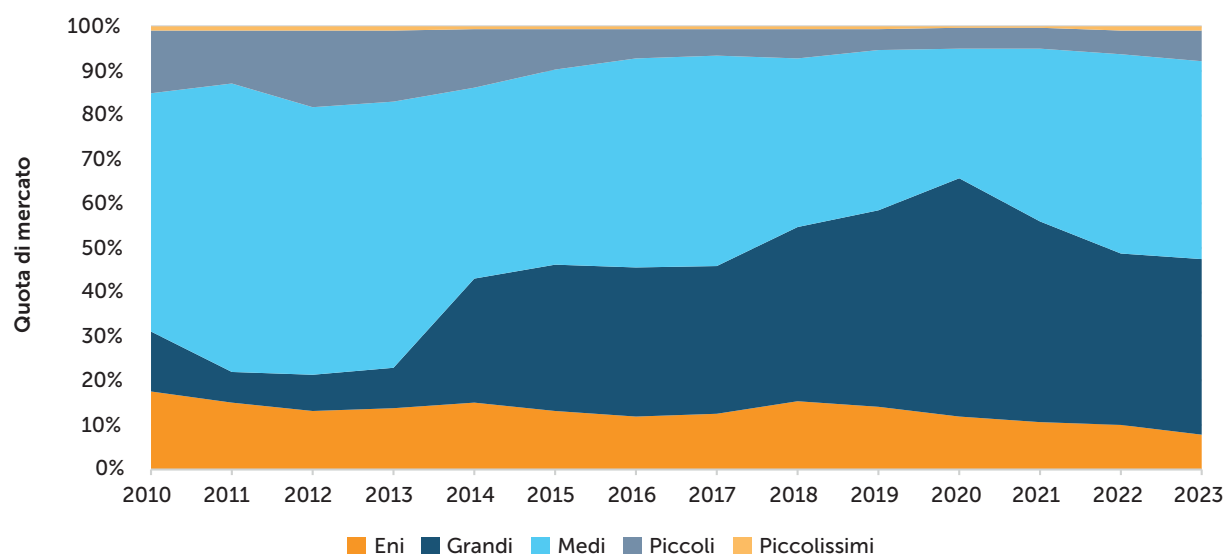
TAV. 3.24 *Evoluzione del mercato all'ingrosso*

OPERATORI ^(A) PER CLASSE DI VENDITA	2019	2020	2021	2022	2023
NUMERO	197	200	192	257	303
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	6	9	7	6	6
Medi	38	34	34	36	31
Piccoli	55	54	51	53	58
Piccolissimi	97	102	99	161	207
VOLUME VENDUTO G(m³)	256,0	314,5	285,7	216,3	210,7
Eni	35,6	37,2	30,6	21,6	16,5
Grandi	113,7	169,7	129,3	83,5	83,4
Medi	92,8	92,1	111,2	97,2	94,4
Piccoli	12,5	14,1	13,3	12,1	14,6
Piccolissimi	1,4	1,4	1,3	1,9	1,9
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	1.300	1.572	1.488	842	695
Eni	35.592	37.182	30.598	21.636	16.496
Grandi	18.947	18.858	18.475	13.912	13.892
Medi	2.443	2.708	3.271	2.700	3.045
Piccoli	228	262	261	228	252
Piccolissimi	15	14	13	12	9

(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.

²⁰ Quest'anno un importante operatore non ha risposto all'Indagine.

FIG. 3.12 Quote del mercato all'ingrosso delle classi di venditori

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

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. 3.12). Dal 2022 la porzione di mercato servita dai venditori di media dimensione è divenuta la più elevata (45% del mercato all'ingrosso), e il 2023 ha confermato tale tendenza.

Le variazioni societarie avvenute nel 2023 che sono state comunicate nell'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso sono riassunte nei punti seguenti:

- 30 imprese hanno avviato l'attività in corso d'anno;
- 4 imprese l'hanno cessata (RGE High Winds Italiana, Meta Newpower, Energon, Sitragas);
- nel mese di febbraio Enoi in liquidazione ha incorporato Alpherig in liquidazione e Spienergy in liquidazione; dal mese di giugno Afsm Aim Energia ha incorporato 2V Energy; a settembre Enercom ha incorporato ENERpartner, a novembre Eni Plenitude ha incorporato PLT puregreen e da dicembre Cesap Vendita Gas è stata incorporata in Umbria Energy;
- 2 imprese hanno cambiato gruppo societario: a fine settembre il capitale di Lazzi Gas è stato interamente acquisito da Rutherford Energia e a seguito di tale acquisizione la società è entrata nel gruppo Arranger Family Holding; in ottobre, invece, la ex Erg Power (che ora si chiama B2G Sicily) è passata al gruppo societario Achernar in quanto acquisita al 100% da Achernar Energy;
- 3 imprese hanno cambiato natura giuridica;
- 6 imprese hanno cambiato ragione sociale, alcune in occasione del cambio di natura giuridica.

Come di consueto, acquisti al PSV e importazioni sono risultate le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si procurano la materia prima che poi rivendono (Tav. 3.25): su 100 m³ acquistati, in media 87 m³ (82,3 nel 2022) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (64,8 m³) sulle importazioni (22,2 m³). I restanti 12,4 m³ provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (6,7 m³) e solo 1,1 m³ dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), dove in media vengono procacciati 4,6 m³ su 100. L'incidenza delle varie fonti, naturalmente, si modifica a seconda della dimensione degli operatori.

TAV. 3.25 *Approvvigionamento dei grossisti nel 2023*

FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	6,8%	0,0%	0,0%	4,4%	8,3%	1,1%
Importazioni	74,8%	20,7%	16,4%	1,0%	8,4%	22,2%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	0,8%	0,4%	10,5%	17,6%	28,8%	6,7%
Acquisti in stoccaggio	0,5%	0,1%	0,7%	1,3%	0,2%	0,5%
Acquisti al PSV	16,1%	75,5%	67,7%	61,7%	48,3%	64,8%
Acquisti in Borsa	1,0%	3,3%	4,6%	14,0%	6,0%	4,6%
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.

Gli approvvigionamenti all'estero (75%) e gli acquisti al PSV (16%) costituiscono le principali fonti per Eni, società per la quale, comunque, la produzione nazionale rimane una fonte di un certo rilievo (7%). La fonte estera riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori che oltre confine acquistano il 21% del gas che poi rivendono, così come per i medi, che acquistano oltre frontiera il 16,4% del gas di cui dispongono. Per i piccolissimi operatori le importazioni incidono per l'8,4%, mentre sono praticamente inesistenti per i piccoli. 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 (28,8%) e un peso importante anche per i piccoli (17,6%). Il ricorso ai mercati organizzati resta sostanzialmente trascurabile per i grossisti di qualunque dimensione, tranne che per i piccoli che li acquistano il 14% del gas che rivendono.

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.26) evidenzia, ovviamente, che i maggiori volumi di gas (in media il 78,4%) vengono utilizzati per la rivendita ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (87,4%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi (78,7%) e per Eni (69,7%). La parte destinata al mercato finale conta mediamente per il 12,2%. 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 (40,6%), ma essa è rilevante anche per i piccoli (29,4%) e significativa per i medi (14,8%).

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 4,8% 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 4,7%, con una punta del 13,6% nel caso dei piccoli.

In base ai dati ricevuti dalle 303 imprese attive nel mercato all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine annuale, sono 18 le società che nel 2023 hanno venduto almeno 3 G(m³) in tale mercato (erano 19 nel 2022); 33, invece, sono le imprese che hanno venduto almeno 1 G(m³), mentre erano 37 nel 2022. Nel 2023, la quota di mercato delle società che hanno venduto oltre 3 G(m³) all'ingrosso è pari al 78,5%, mentre nel 2022 era al 77,9%.

TAV. 3.26 Impieghi di gas dei grossisti nel 2023

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	69,7%	87,4%	78,7%	54,1%	43,2%	78,4%
– di cui vendite in stoccaggio	1,8%	0,0%	0,1%	0,1%	0,3%	0,1%
– di cui vendite al PSV	72,0%	85,5%	89,4%	73,3%	52,9%	66,7%
A clienti finali	7,6%	4,9%	14,8%	29,4%	40,6%	12,2%
– di cui collegati societariamente	37,6%	53,2%	15,8%	4,2%	3,1%	19,5%
Autoconsumi	21,6%	4,4%	1,8%	2,9%	10,3%	4,8%
Borsa	1,1%	3,4%	4,7%	13,6%	5,9%	4,7%
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.

TAV. 3.27 Vendite dei principali grossisti nel 2023 (in M(m³))

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Engie Global Markets	19.664	0	19.664	9,3%
Shell Energy Europe	18.857	0	18.857	8,9%
Eni	16.496	1.752	18.248	7,8%
Engie Italia	11.794	1.104	12.897	5,6%
Eni Global Energy Markets	11.731	0	11.731	5,6%
Edison	10.904	999	11.903	5,2%
Enel Global Trading	10.400	2.386	12.786	4,9%
Azerbaijan Gas Supply Company	8.138	0	8.138	3,9%
Vitol	7.858	0	7.858	3,7%
A2A	7.718	280	7.998	3,7%
Hera Trading	6.280	54	6.334	3,0%
Gunvor International	6.273	0	6.273	3,0%
Bp Gas Marketing	5.468	0	5.468	2,6%
Engie	5.320	0	5.320	2,5%
Edf Trading	5.223	0	5.223	2,5%
Axpo Italia	4.573	1.720	6.293	2,2%
Exxonmobil Gas Marketing Europe	4.452	0	4.452	2,1%
Rwe Supply & Trading	4.183	0	4.183	2,0%
Altri	45.384	22.610	67.995	21,5%
TOTALE	210.717	30.906	241.623	100%
Prezzo medio (c€/m ³)	59,21	70,83	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola 3.27 mostra sia il dettaglio dell'attività delle società il cui venduto ha raggiunto almeno 3 G(m³) nel mercato all'ingrosso, sia il prezzo mediamente praticato da tutti i grossisti ad altri rivenditori e ai clienti finali. Il prezzo medio praticato ad altri rivenditori è risultato pari a 59,21 €/cent/m³, mentre quello praticato ai clienti finali è risultato pari a 70,83 €/cent/m³. Nel 2022 gli stessi prezzi erano risultati mediamente pari a 98,78 €/cent/m³ nel caso degli altri rivenditori e 114,74 €/cent/m³ nel caso dei clienti finali. Entrambi, quindi, hanno registrato una forte riduzione, appena più consistente nel prezzo all'ingrosso (-40% circa) rispetto a quello nel mercato al dettaglio (38% circa). Queste variazioni sono in linea con l'andamento dei prezzi internazionali della *commodity* che nel corso del 2023 hanno registrato notevoli riduzioni in tutti i mercati europei; anche il prezzo al PSV nella media del 2023 è sceso del 66%.

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, sostanzialmente, di un mercato standardizzato che simula le condizioni di un *hub* fisico, ovvero 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. Gestito da Snam Rete Gas, offre agli operatori un utile strumento di bilanciamento commerciale e 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 di volumi scambiati sia in termini di numero delle contrattazioni, è cresciuta nel tempo grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti alle 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.

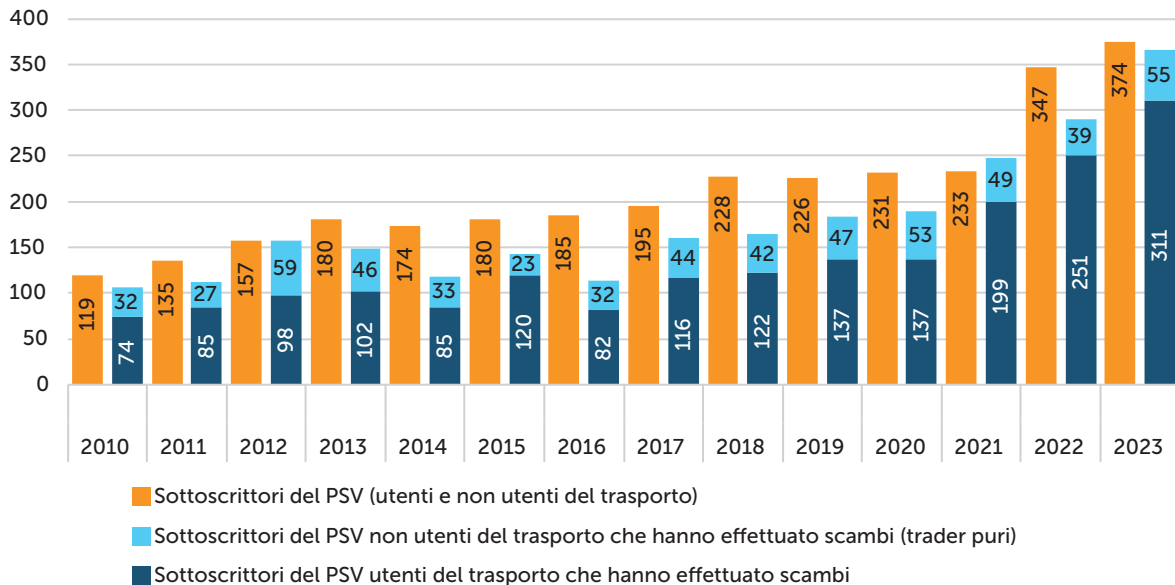
Per operare al PSV è necessario essere sottoscrittori, cioè essere in possesso dei requisiti richiesti e avere sottoscritto un modulo di adesione o un contratto di accesso, con il quale ci si impegna al rispetto delle condizioni²².

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 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

Nel 2023, 311 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV (Fig. 3.13). Soltanto 55 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è nuovamente cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 374 unità contro le 247 del 2022 (+8%). Il numero dei sottoscrittori che hanno effettuato scambi è aumentato in misura significativa (+24%), essendo passato da 251 soggetti a 311. Ancora di più è cresciuto il numero dei *trader* puri, che è passato da 39 a 55, registrando quindi un aumento del 41%.

FIG. 3.13 *Sottoscrittori del PSV dal 2010*

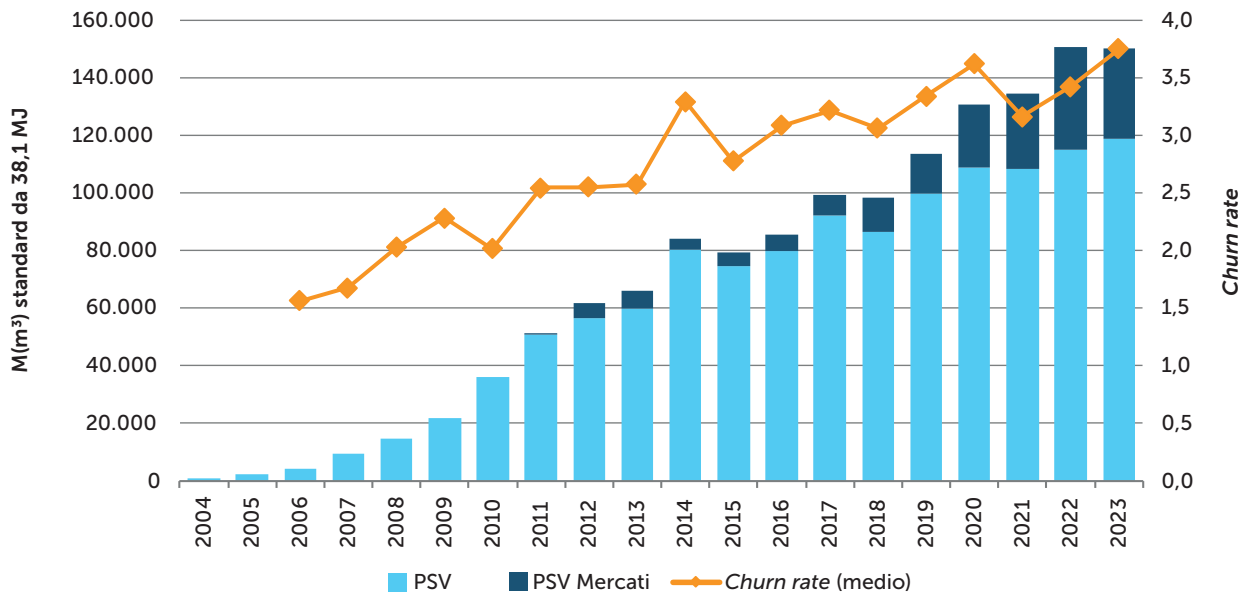


Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La figura 3.14 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV dal 2010. 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*.

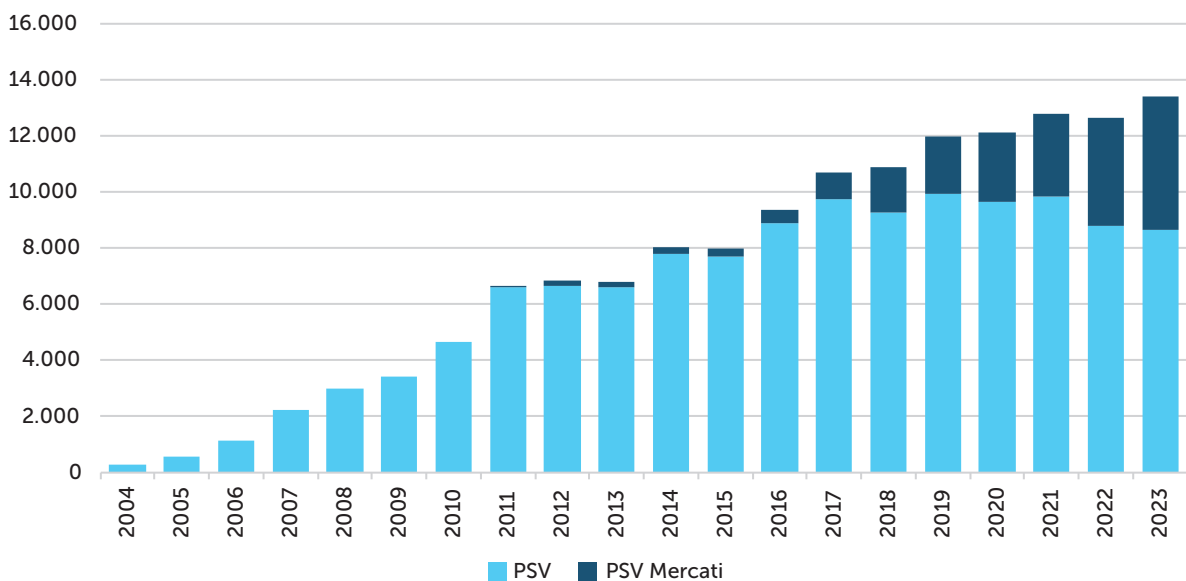
Nel 2023 i volumi OTC sono cresciuti del 2,9%, da 110,1 a 114 G(m³). I volumi con consegna forzosa al PSV sono saliti da 4,1 a 4,5 G(m³) (+8,2%). Pertanto, il complesso delle riconsegne al PSV è aumentato del 3,1% rispetto al 2022, essendo passato da 115 a 118,6 G(m³) (Fig. 3.15). Diversamente dagli anni scorsi, invece, i volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato una riduzione del 10,8%. I volumi scambiati in borsa sono infatti scesi a 31,6 G(m³) dai 35,5 dell'anno precedente; ciò a causa di una contrazione nei volumi gestiti nei mercati centralizzati (-11,6%) a cui si è accompagnata una discreta diminuzione anche del gas scambiato come *clearing house* (-4,2%). Ciò nonostante, il numero medio delle transazioni giornaliere (Fig. 3.15) è leggermente aumentato rispetto al 2022 (+6%), da circa 12.600 a circa 13.400, e questo grazie unicamente a quelle avvenute nei mercati (+24%), mentre il numero medio giornaliero di quelle effettuate OTC è lievemente sceso (-2,8%).

FIG. 3.14 Volumi delle transazioni al PSV e churn rate



Fonte: ARERA, elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

FIG. 3.15 Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV



Fonte: ARERA, elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

In buona sostanza, nel 2023 si sono realizzati più scambi, ma ciascuno di essi ha riguardato volumi di gas di minore dimensione rispetto al 2022. Questo spiega in parte anche l'incremento da 3,4 a 3,8 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

ancora più significativa nel 2020, quando ha raggiunto il valore di 3,6. Tornato al 3,2 nel 2021, negli ultimi due anni ha invece consolidato un *trend* di crescita.

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 gestione 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

²³ In attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

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.

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.

Il GME, in linea con gli orientamenti espressi dall'Autorità e a valle di una consultazione dei propri operatori, ha introdotto, tra gennaio e febbraio 2018, alcune misure per favorire lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale che gestisce 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 due 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. Que-

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/II/com.

²⁶ Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

sto 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, essendo costruito in modo trasparente, accessibile e affidabile.

In particolare, 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;
- 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. 3.28) nel 2023 sono stati negoziati volumi complessivi per 155 TWh, in netta diminuzione rispetto al 2022 (-13%).

La liquidità nel Mercato del giorno prima è rimasta elevata (69%; -3% rispetto al 2022) pur in presenza di un calo dei volumi negoziati (106,5 TWh; -16,3% sul 2022). La quota maggiore di questi ultimi (74%; in aumento del 14% rispetto al 2022) è stata contrattata in negoziazione continua (78,5 TWh; +3,6%). L'andamento mensile ha evidenziato, inoltre, livelli più alti nei primi mesi dell'anno. Il comparto AGS dell'MGP ha registrato scambi per un totale di 27,9 TWh, in forte calo rispetto al 2022 (45,6%).

È aumentata moderatamente la quota di volumi negoziati nel Mercato infragiornaliero (29%; nel 2022 era del 24%) per un totale di 44,5 TWh, in crescita del 3,3% rispetto al 2022; gli scambi in negoziazione continua (44,4 TWh; +9,5%) hanno continuato a essere preponderanti mentre, nel comparto AGS, i volumi sono ancora più marginali dell'anno precedente (0,2 TWh; -93,9%).

Nel 2023 sono risultate in calo anche le negoziazioni nel Mercato del gas in stoccaggio (MGS), con scambi pari a 3,3 TWh (-36,2%), mentre – come in passato – Snam non ha attivato alcuna sessione nel Mercato dei prodotti *locational*.

Anche 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 0,6 TWh.

Si sono osservati infine 42 slot allocati sulla Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR), per un totale di 5,5 M(m³) liquefatti.

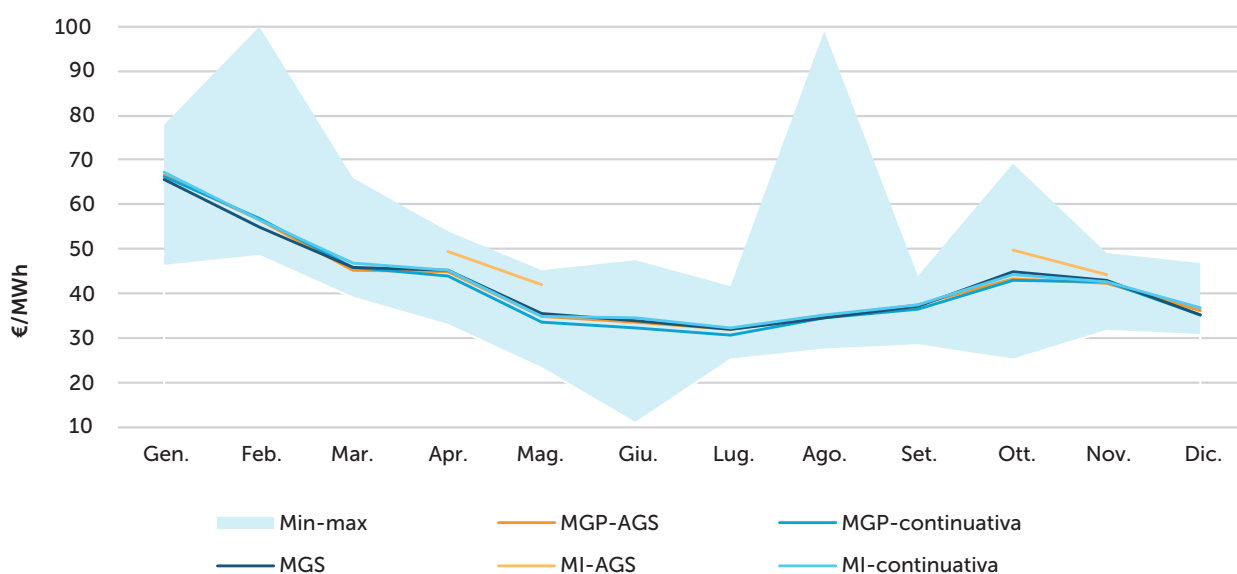
TAV. 3.28 Volumi consegnati per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (in GWh)

MERCATI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
P-GAS							
Aliquote	1.947.397	2.426.485	444.292	-	2.216.982	2.031.021	629.548
M-GAS							
MGP-GAS	3.283.121	13.048.604	24.794.256	55.782.408	79.292.760	127.159.680	106.451.328
MGP-Continuativa	3.283.121	13.048.604	24.676.608	30.043.296	45.593.472	75.780.648	78.522.624
MGP-AGS	-	-	117.648	25.739.112	33.699.288	51.379.032	27.928.704
MI	23.825.785	27.815.964	41.052.864	51.064.320	45.932.952	43.126.512	44.544.312
MI-Continuativa	23.825.785	27.815.964	41.052.864	46.701.360	44.325.192	40.528.008	44.385.336
MI-AGS	-	-	-	4.362.960	1.607.760	2.598.504	158.976
MGS	16.632.693	13.502.340	13.365.494	6.449.968	5.084.077	5.133.885	3.274.177
MPL	-	-	-	-	-	-	-
MT-GAS	172.652	790.080	3.192.048	478.272	22.320	-	-
TOTALE	45.688.997	56.793.393	79.656.906	113.296.696	132.526.771	177.451.098	154.899.365

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME.

Relativamente ai prezzi registrati sulle diverse piattaforme di negoziazione, si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 42 €/MWh (Fig. 3.16), in linea con la quotazione media annua del prezzo delle transazioni *over the counter* al PSV (43,05 €/MWh; 65%). In particolare, i prezzi medi dei due comparti in contrattazione continua dell'MGAS, rispettivamente 41,87 €/MWh per MGP e 42,72 €/MWh per MI, hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al PSV.

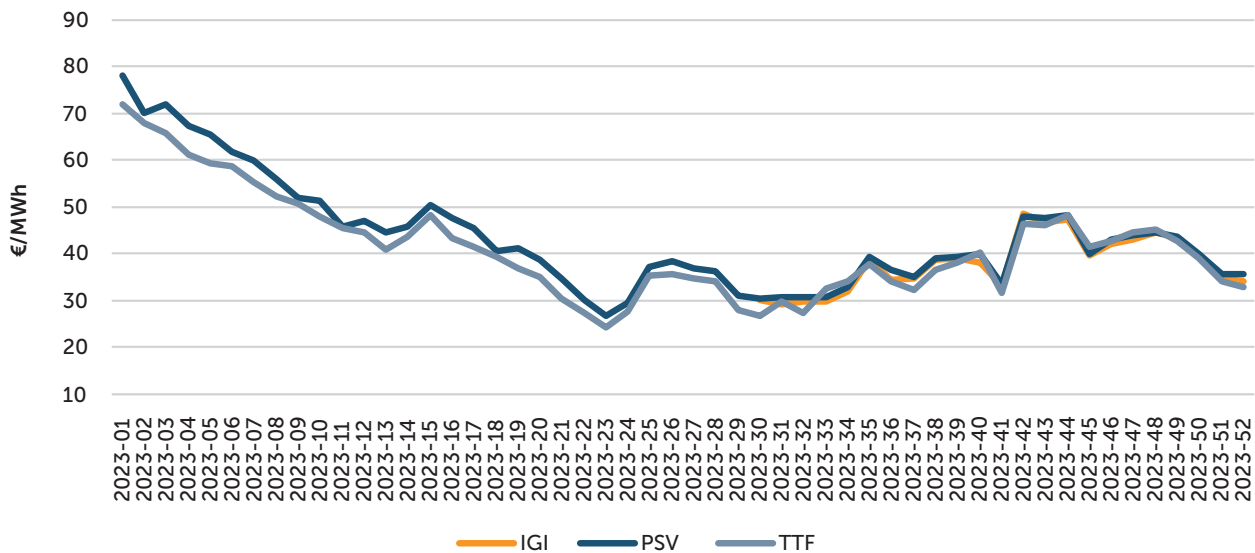
FIG. 3.16 Prezzi nei mercati dell'M-GAS e valori minimi e massimi



Fonte: GME.

L'indice di prezzo IGI elaborato dal GME (Fig. 3.17) si è attestato mediamente intorno ai 38 €/MWh a partire dalla trentesima settimana fino alla fine del 2023, in linea con il prezzo registrato al PSV e al TTF.

FIG. 3.17 Confronto tra i prezzi del TTF, PSV e indice IGI (medie aritmetiche settimanali)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME (IGI) e Refinitiv (PSV e TTF).

Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori energetici, illustrati in queste pagine, nel 2023 sono stati venduti nel mercato al dettaglio poco meno di 43 G(m³), cui vanno aggiunti 635 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²⁷. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 43,5 G(m³), con una riduzione di 8,1 G(m³) rispetto al 2022 (Tav. 3.29).

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 12,1 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 55,6 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 60,3 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 2023 è quindi diminuito del 15,3% rispetto a quello del 2022.

A parte le forniture di ultima istanza e di *default*, i cui volumi si sono ridotti solo del 6,6%, nel 2023 i consumi si sono notevolmente ridotti, sia nel mercato, sia negli autoconsumi.

²⁷ La richiesta dei dati relativi alle forniture di ultima istanza e di *default* è presente nell'Indagine annuale con una modalità molto semplificata. Pertanto, per questo tipo di forniture non sono disponibili i particolari (settore di consumo, tipo di allacciamento, ecc.) con cui vengono solitamente analizzate le vendite finali. Quindi, nel resto del paragrafo tutte le analisi di dettaglio vengono effettuate al netto di questa componente del mercato.

TAV. 3.29 Consumi finali di gas naturale (volumi in $M(m^3)$; punti di prelievo in migliaia)

TIPO DI MERCATO	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2022	2023	VARIAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Vendite finali	50.927	42.839	-15,9%	22.081	21.723	-1,6%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	675	630	-6,6%	170	199	16,9%
TOTALE MERCATO	51.602	43.470	-15,8%	22.251	21.922	-1,5%
Autoconsumi	14.079	12.135	-13,8%	1,4	1,8	26,3%
CONSUMI FINALI	65.681	55.605	-15,3%	22.083	21.725	-1,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2023 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è diminuito, per la prima volta dall'inizio degli anni 2000, in misura consistente. Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 702 imprese sulle 898 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, risultavano svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2023 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 68 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 634 ve ne sono 153 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 481, cioè 34 in meno del 2022 (Tav. 3.30).

Il calo nel numero delle imprese di vendita si è manifestato in tutte le classi nelle quali gli operatori vengono suddivisi²⁸, con l'eccezione di quella dei venditori di media dimensione, il cui numero è rimasto invariato rispetto al 2022; al contrario, in tutte le altre classi, si sono registrate delle diminuzioni: nel 2023 si osservano infatti quattro venditori in meno nella prima classe, sei in meno nella classe dei piccoli e 24 in meno in quella dei piccolissimi²⁹.

L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita mostra variazioni di segno analogo: tutte le classi hanno registrato volumi in diminuzione. I grandi venditori hanno venduto quasi 7 $G(m^3)$ in meno dell'anno precedente (-18,4%), i venditori di media dimensione hanno registrato un calo di 0,3 $G(m^3)$ (-3,4%), quelli di piccola dimensione hanno venduto 0,8 $G(m^3)$ in meno (-21,2%), mentre le vendite dei soggetti di piccolissima dimensione sono diminuite del 10,3% (-0,1 $G(m^3)$).

Il risultato di questi andamenti ha condotto il volume medio unitario di vendita a un'ulteriore e significativa discesa: da 99 a 89 $M(m^3)$ (-10%). Per molti anni l'allargamento del numero dei venditori ha mantenuto questo valore in costante discesa rispetto ai 237 $M(m^3)$ toccati nel 2010; nel 2023, invece, l'abbassamento è dovuto interamente al calo dei consumi che è stato proporzionalmente più elevato di quello del numero dei venditori.

Come accennato, la classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 17 soggetti, quattro in meno del 2022: sono uscite Repower Italia, Estrà Energie, Centrex Italia ed EP Commodities, quasi tutti passati nelle classi successive³⁰. Nella classe dei medi il numero degli operatori è rimasto invariato.

²⁸ 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.

²⁹ È opportuno ricordare, ancora una volta, 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.

³⁰ Quest'anno un importante operatore non ha risposto all'Indagine.

riato, ma al suo interno vi sono state quattro uscite e quattro ingressi. Alcune uscite sono state determinate da variazioni societarie.

TAV. 3.30 Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio

OPERATORI		VENDITE	2019	2020	2021	2022	2023
NUMERO			449	472	489	515	481
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)		26	25	22	21	17
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)		44	44	38	36	36
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)		140	141	151	127	121
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)		239	262	278	331	307
VOLUME VENDUTO G(m ³)			58,0	55,3	57,4	50,9	42,8
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)		42,7	40,7	42,2	37,6	30,7
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)		10,5	10,2	9,9	8,9	8,6
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)		4,4	4,0	4,7	3,7	2,9
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)		0,5	0,5	0,6	0,7	0,6
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m ³)			129	117	117	99	89
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)		1.641	1.627	1.920	1.790	1.804
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)		238	231	261	248	240
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)		31	28	31	29	24
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)		2	2	2	2	2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Anche nel 2023, infatti, sono state comunicate attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose operazioni societarie (Tav. 3.31). Molte tra loro sono già state menzionate nel paragrafo del Capitolo 2 dedicato al 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.

TAV. 3.31 Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2023

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	29
Cessione/acquisizione dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	4
Cessazione dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	18
Estinzioni o avvio procedure di liquidazione	1
Fusioni/Incorporazioni	7
Cambio gruppo societario	7
Cambio ragione sociale	9
Cambio natura giuridica	5

(A) A clienti finali nel mercato libero e/o nel servizio di tutela.

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

- Avvio: 29 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali nel mercato libero; di queste solo una (PostePay) ha indicato anche la vendita a clienti tutelati e servizi di ultima istanza;
- Cessazione: 18 imprese hanno cessato l'attività di vendita gas al mercato finale nel corso dell'anno. Tra loro Sinergia, Metaenergia ed Energetic Vendite;
- Cessione/acquisizione dell'attività di vendita: a gennaio Bluenergy Group ha acquisito l'attività da Lomellina Gas e NEG l'ha acquisita da Bluepower; a febbraio Metan Alpi Sestriere ha ceduto parzialmente l'attività a Energia Pulita, mentre in ottobre Milano Gas e Luce ha acquisito l'attività da MGL Holding;
- Incorporazioni: nell'anno ne sono state registrate 7 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 Astea Energia ha incorporato Porto Recanati Gas (gruppo Gas Rimini); in giugno Lifegate Energy – Società Benefit ha incorporato Lifegate Energy People; in settembre Enercom ha incorporato ENERpartner (gruppo Enercom), in ottobre Hera Comm ha incorporato Con Energia (gruppo Hera); in novembre Eni Plenitude Società Benifit ha incorporato PLT puregreen; in dicembre Umbria Energy ha incorporato Cesap Vendita Gas e Enegan ha incorporato Gopower (gruppo Enegan);
- Cambio di gruppo societario: 7 sono stati anche i casi di cambio di gruppo, che avvengono a seguito di acquisizioni di quote importanti di capitale sociale. In gennaio LNG Service è uscita dal gruppo Socogas; in febbraio Estia Energie è uscita dal gruppo societario Giuno, dopo che metà del suo capitale sociale è passato dalla capogruppo a persone fisiche; da marzo Giga Energia è entrata nel gruppo Sfera Energia, quando quest'ultima ha acquisito da Etrufin il 100% delle quote del capitale sociale; inoltre Lifegate Energy è entrata nel gruppo Newatt in quanto la capogruppo ne ha acquisito il 55% del capitale sociale da Lifegate Energy; infine, a partire da ottobre, Fastweb fa parte del gruppo Swisscom, Bergamo Gas e Luce è entrata nel gruppo EG Holding insieme con Milano Gas e Luce;
- Cambio di ragione sociale: 9 imprese hanno assunto una nuova denominazione, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria; tra le altre, NoiEnergia ora si chiama Noi Energetic; Websis ha assunto la denominazione Wow Energia, Ego Energy è diventata Mia Power;
- Cambio natura giuridica: 5 imprese hanno cambiato la forma giuridica diventando in tre casi società per azioni e in due casi società a responsabilità limitata;
- Una società, 3VG Power & Gas, si è estinta per liquidazione.

Il 5,4% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 26 su 481, ha venduto nel 2023 oltre 300 M(m³) (Tav. 3.32). Nel 2022 questa quota era pari al 5,8%, visto che 30 imprese su 515 avevano superato la soglia indicata. Complessivamente, le 26 società che hanno venduto oltre 300 M(m³) nel 2023 coprono l'84,1% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

Il prezzo al netto delle imposte mediamente praticato ai clienti finali da tutte le imprese di vendita operanti nel mercato *retail* è risultato pari a 77,29 c€/m³, circa 34 centesimi più basso (-30,5%) rispetto al 2022. 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 70,82 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, di circa 6,5 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non paga il costo della distribuzione. Nel 2023 il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori è risultato, invece, quasi nullo: a fronte di un prezzo di 59,21 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori del

mercato finale hanno mediamente richiesto 59,42 c€/m³, cioè 0,21 centesimi in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è in forte ribasso rispetto al 2022 (-55,5%). La discesa dei prezzi è coerente con un valore delle quotazioni al PSV che in media d'anno è risultato in netto calo rispetto al 2022 (-66%), sebbene nel corso dell'anno la discesa dei prezzi sul mercato *spot* sia rimasta costante solo nella prima parte dell'anno, per poi ricominciare a crescere.

TAV. 3.32 Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2023 (in M(m³))

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Edison Energia	5.045	145	5.190	11,8%
Eni Plenitude Società Benefit	4.100	0	4.100	9,6%
Enel Energia	3.567	0	3.567	8,3%
A2A Energia	2.390	205	2.595	5,6%
Enel Global Trading	2.386	10.400	12.786	5,6%
Shell Energy Italia	2.309	1.009	3.317	5,4%
Iren Mercato	2.059	318	2.377	4,8%
Eni	1.752	16.496	18.248	4,1%
Hera Comm	1.726	95	1.822	4,0%
Axpo Italia	1.720	4.573	6.293	4,0%
Engie Italia	1.104	11.794	12.897	2,6%
Edison	999	10.904	11.903	2,3%
Sorgenia	817	255	1.072	1,9%
Estenergy	730	0	730	1,7%
E.On Energia	632	161	793	1,5%
Met Energia Italia	586	66	651	1,4%
Estra Energie	579	363	942	1,4%
Agsm Aim Energia	547	69	616	1,3%
Unoenergy	450	21	471	1,1%
Dolomiti Energia	432	0	432	1,0%
Solvay Energy Services Italia	404	0	404	0,9%
Duferco Energia	361	1.177	1.538	0,8%
Erg Power Generation	348	7	355	0,8%
Alperia Smart Services	347	0	347	0,8%
Repower Vendita Italia	334	6	341	0,8%
Consorzio Toscana Energia	309	14	323	0,7%
Altri	6.808	17.781	24.589	15,9%
TOTALE	42.839	75.860	118.699	100,0%
Prezzo medio (c€/m ³)	77,29	59,42	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'analisi delle *performance* di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della

vendita finale (Tav. 3.33) e contiene per il 2023 alcune rilevanti novità. Il gruppo Eni, per la prima volta, non risulta in prima posizione, essendo stato superato, nei quantitativi di vendita complessivi, dai due gruppi storicamente inseguitori, Edison ed Enel, quest'anno passati, rispettivamente, in prima e in seconda posizione. I dati mostrano, però, che i quantitativi di vendita dei primi tre gruppi sono molto vicini: 167 M(m³) separano, infatti, i volumi di Edison da quelli di Enel e 92 M(m³) separano le vendite di Enel da Eni. Le quote di mercato risultano quindi poco differenziate e in due casi in diminuzione rispetto a quelle del 2022: 14,3% quella del gruppo Edison (era al 15,4%), 13,9% quella del gruppo Enel (era al 13%) e 13,7% quella del gruppo Eni (era al 16%). I mutamenti nella posizione relativa dei tre gruppi sono dovuti a variazioni nelle vendite negative per tutti e tre, ma differenziate nell'entità: rispetto al 2022 i volumi di Eni, infatti, sono diminuiti del 28%, quelli di Edison del 22% e quelli di Enel del 10%.

TAV. 3.33 *Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2023 (in M(m³))*

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Edison	6.119	14,3%	2°
Enel	5.953	13,9%	3°
Eni	5.861	13,7%	1°
A2A	2.934	6,8%	5°
Hera	2.654	6,2%	4°
Royal Dutch Shell Plc	2.309	5,4%	9°
Iren	2.180	5,1%	6°
Axpo Group	1.725	4,0%	8°
Engie	1.104	2,6%	13°
Sorgenia	817	1,9%	10°
Estra	683	1,6%	11°
E.On	632	1,5%	12°
Met Group	586	1,4%	22°
Agsam Aim S.P.A.	563	1,3%	19°
Unoenergy	471	1,1%	14°
Dolomiti Energia	432	1,0%	17°
Solvay Sa	404	0,9%	15°
Duferco	361	0,8%	24°
Alperia	359	0,8%	18°
Erg	348	0,8%	36°
Altri	6.346	14,8%	-
TOTALE	42.839	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

In generale, scorrendo l'elenco dei gruppi si osservano, com'era logico attendersi, variazioni negative rispetto alle quantità vendute nel 2022 per la gran parte di essi, con alcune eccezioni. La crescita più importante, +872 M(m³), si rileva per il gruppo Royal Dutch Shell, ma anche i gruppi A2A ed Engie hanno entrambi incrementato le vendite di circa 430 M(m³) rispetto all'anno precedente. Un aumento di 240 M(m³) ha interessato i volumi di Erg, mentre quelli di Met Group sono cresciuti di 192 M(m³); ciò spiega 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 2023 è lievemente diminuito, sebbene in questo mercato sia sempre stato relativamente basso. Nel 2023 i primi tre gruppi risultano controllare il 41,9% del mercato (mentre nel 2022 la quota era pari al 44,3%). Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 54,9% (55,4% nel 2022). L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 769, contro l'809 del 2022. 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 3.34 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 2023 sono provvisori.

TAV. 3.34 Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in $M(m^3)$, punti di riconsegna in migliaia)

SETTORE DI CONSUMO	2022				2023			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	4.219	8.987	0	13.205	3.043	8.685	0	11.728
Condominio uso domestico	274	1.796	5	2.075	181	1.565	10	1.756
Commercio e servizi	-	6.935	18	6.953	-	6.101	17	6.118
Industria	-	15.662	783	16.445	-	14.246	745	14.991
Generazione elettrica	-	12.473	13.273	25.746	-	8.449	11.364	19.813
Attività di servizio pubblico	-	581	0	581	-	569	0,441	569
TOTALE VOLUMI	4.493	46.434	14.079	65.006	3.224	39.615	12.135	54.974
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	6.864	13.782	0	20.646	5.678	14.676	0,0	20.354
Condominio uso domestico	45	144	0	189	36	141	0,5	178
Commercio e servizi	-	1.031	1	1.032	-	992	1,1	993
Industria	-	173	0	173	-	151	0,1	151
Generazione elettrica	-	1	0	1	-	1	0,1	1
Attività di servizio pubblico	-	42	0	42	-	48	0,0	48
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	6.908	15.173	1	22.083	5.714	16.009	1,8	21.725

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2023 sono stati venduti circa 55 $G(m^3)$ – di cui 12 destinati all'autoconsumo e poco meno di 43 alla vendita – a 21,7 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente, rispetto al 2022 le vendite di gas sono diminuite del 15,4%. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato una riduzione del 13,8%, i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 39,6 $G(m^3)$, hanno evidenziato un calo del 14,7%, mentre le vendite del mercato tutelato, pari a 3,2 $G(m^3)$, sono scese del 45%. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono

i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari comparti. Questi sono leggermente diminuiti nel 2023, essendo risultati pari a 630 M(m³) contro i 675 M(m³) del 2022 (-6,6%). Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a circa 3,9 G(m³).

Come già in parte anticipato all'inizio di questo Capitolo, i consumi del settore domestico sono diminuiti dell'11,2% e quelli dei condomini del 15,6%. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono scesi da 42,2 a 34,8 G(m³), registrando quindi un calo del 17,5%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono diminuiti dell'11,3%, passando da 7,5 a 6,7 G(m³).

Più in dettaglio, nel 2023 le vendite di gas:

- al settore domestico sono diminuite del 27,9% nel servizio di tutela e del 3,4% nel mercato libero;
- ai condomini sono diminuite del 34% nel servizio di tutela e del 12,8% nel mercato libero;
- al settore industriale sono passate da 15,7 a 14,2 G(m³) (-9%) e gli autoconsumi sono scesi di quasi 2 G(m³) (-4,8%), complessivamente, quindi, nel 2023 i consumi dell'industria sono scesi dell'8,8%;
- al settore termoelettrico sono diminuite del 32,3% (-4 G(m³)), ma anche gli autoconsumi hanno registrato un calo di 1,9 G(m³): tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati del 23% inferiori a quelli del 2022;
- al settore del commercio e servizi sono diminuite del 12% sia le vendite sia gli autoconsumi, per una riduzione complessiva di circa 840 M(m³);
- alle attività di servizio pubblico sono scese di 13 M(m³), quantificando la perdita nel 2,1%.

Nel 2023 il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 576 m³, quello dei condomini con uso domestico pari a 9.885 m³, 6.160 m³ per il commercio, 99,4 migliaia di m³ per l'industria, 15 M(m³) per la generazione elettrica e, infine, 11.871 m³ per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (592 m³) si è mantenuto leggermente più alto di quello riscontrato nel mercato tutelato (536 m³), mentre nel caso dei condomini il consumo medio nel libero, pari a 11.088 m³, risulta più che doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 5.033 m³.

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2023: il settore domestico ha acquistato 11,7 G(m³), cioè un po' più di un quinto di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,2%, ovvero circa 1,8 G(m³); il commercio ne ha utilizzato l'11,1%, corrispondente a poco più di 6 G(m³); l'industria ne ha consumato il 27,3%, cioè 15 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 36%, equivalente a 19,8 G(m³); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato l'1%, equivalente a 0,6 G(m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 72,1%, quella del mercato tutelato è del 5,9%, mentre il 22,1% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 92,5% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 7,5% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 26,3% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 73,7% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il settore domestico si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2023 ha raggiunto il 74,1% per le famiglie e l'89,6% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2022 i valori erano, rispettivamente, del 68,1% e dell'86,7%. I volumi acquistati nel servizio a condizioni tutelate erano quindi in aumento per l'ultimo anno dell'esistenza di tale servizio.

In termini di punti di prelievo, nel 2023 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 27,9%; nel 2022 era pari al 33,2%.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tav. 3.35) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m³ acquista il 29,9% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m³/anno ne assorbe il 9,4%, la terza classe (50.000-200.000 m³/anno) il 4,1%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m³/anno) il 10,7%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 19,4% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 26,6%. Il 98,4% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³: tale quota, infatti, è pari al 98,8% per le famiglie che acquistano nel tutelato e al 98,2% per quelle che acquistano nel libero. La quota maggiore di volumi venduti ai condomini si concentra invece nella classe di consumo annuo compreso tra 5.000 e 50.000 m³: tale classe, infatti, assorbe il 73,4% dei volumi di gas acquistati dai condomini nel tutelato e il 74,5% di quelli acquistati nel libero. Il 58,8% 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 37,2% 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 26,6% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m³, un altro 8,8% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m³)/anno.

TAV. 3.35 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2023 (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	
MERCATO TUTELATO	3.044	169	11	0,0	-	-	3.224
Domestico	3.006	36	0,2	0,0	-	-	3.043
Condominio uso domestico	38	133	10	-	-	-	181
MERCATO LIBERO	9.776	3.837	1.750	4.566	8.293	11.394	39.615
Domestico	8.533	139	12	2	0	-	8.685
Condominio uso domestico	113	1.166	246	41	0	-	1.565
Commercio e servizi	940	1.777	872	1.687	721	105	6.101
Industria	147	541	522	2.375	6.197	4.463	14.246
Generazione elettrica	1	2	10	310	1.324	6.802	8.449
Attività di servizio pubblico	43	211	89	151	50	25	569
TOTALE	12.820	4.007	1.760	4.566	8.293	11.394	42.839

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

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 clienti³¹ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2023, è risultata complessivamente pari al 15,2%, ovvero al 17,0% se valutata in base ai

³¹ 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.

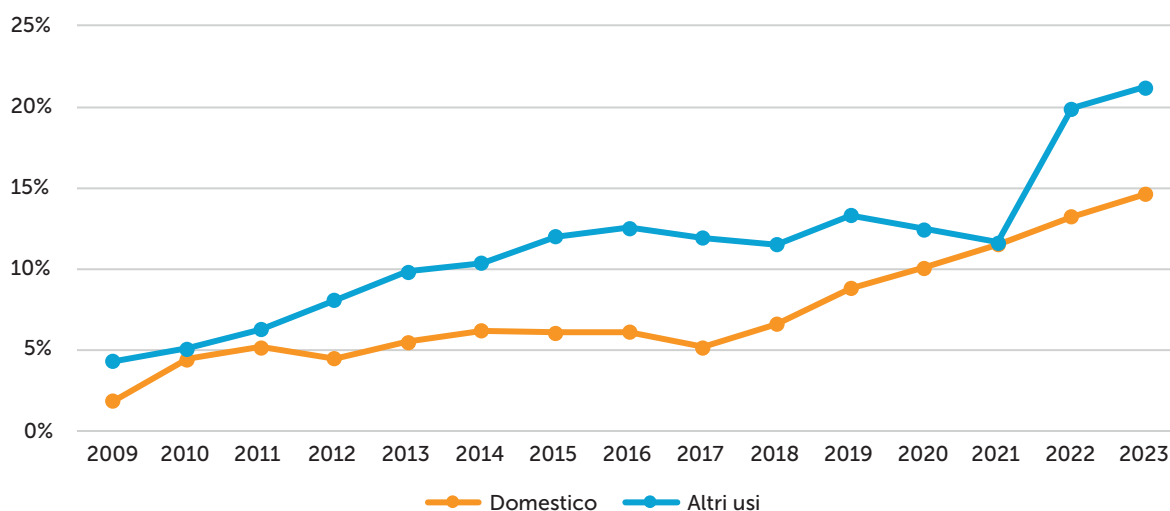
consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.36). Rispetto al 2022 le percentuali sono in aumento per tutti i clienti: tenuto conto che la spinta alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli è uno tra i più potenti motivi per il cambiamento di fornitore, parte dell'incremento dei tassi di *switching* è sicuramente da ascrivere all'andamento dei prezzi, i quali, dopo i pesanti effetti della crisi sui mercati internazionali, hanno assunto una tendenza alla diminuzione dalla fine del 2022, ma nell'arco del 2023 la volatilità nei mercati *spot* è rimasta elevata e la discesa si è sostanzialmente interrotta nella seconda parte dell'anno.

TAV. 3.36 Tassi di switching dei clienti finali del gas naturale

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2022		2023	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	13,2%	15,5%	14,6%	20,9%
Condominio uso domestico	24,2%	15,0%	27,6%	41,1%
Attività di servizio pubblico	37,1 %	20,4%	37,1%	57,2%
Altri usi	19,9%	11,4%	21,2%	14,1%
TOTALE	13,8%	12,5%	15,2%	17,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori energetici e SII.

FIG. 3.18 Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009



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

Lo *switching* dei consumatori domestici nel 2023 si è ampliato di oltre un punto percentuale, mantenendo la già significativa vivacità raggiunta negli anni più recenti (Fig. 3.18). Lo scorso anno risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore poco meno di 2,5 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 14,6% (e corrispondente a una porzione di volumi del 20,9%). Molto più ampia e pari al 27,6% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 41,1% del relativo settore di consumo. L'incremento dei tassi di cambio della clientela domestica, in particolare, può essere in parte dovuto anche all'imminenza del superamento del servizio di tutela (che si è concluso con la fine dell'anno), e al conseguente incremento anche degli interventi mediatici su tale tematica.

Il 37% (equivalenti al 57% 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 21,2% del totale in termini di clienti, nonché il 14,1% in termini di volumi (corrispondenti a circa 6,2 G(m³)).

Anche nel 2023 l'andamento dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.37) 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.

TAV. 3.37 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	1.086	268	619	1.629	1.765	54	5.422
Valle d'Aosta	14	5	10	49	0	1	81
Lombardia	2.845	652	1.552	3.006	1.420	72	9.547
Trentino-Alto Adige	156	60	269	303	64	15	867
Veneto	1.345	103	804	1.660	274	65	4.251
Friuli-Venezia Giulia	308	48	174	576	72	23	1.201
Liguria	288	112	99	267	193	11	970
Emilia-Romagna	1.334	189	925	2.463	1.307	47	6.265
Toscana	848	72	393	1.324	760	50	3.448
Umbria	177	12	94	294	144	15	736
Marche	395	16	208	287	51	16	974
Lazio	814	150	319	570	388	86	2.326
Abruzzo	291	14	105	418	49	15	893
Molise	64	4	24	66	96	3	255
Campania	476	16	200	413	138	32	1.275
Puglia	612	11	169	278	123	24	1.217
Basilicata	128	4	27	111	25	14	310
Calabria	170	2	31	47	3	8	260
Sicilia	375	7	79	485	1.575	16	2.538
Sardegna	1,97	0	0,60	0	0	0,22	2,79
ITALIA	11.728	1.746	6.101	14.246	8.449	569	42.839
NORD	7.375	1.438	4.452	9.953	5.097	289	28.604
CENTRO	2.235	250	1.014	2.475	1.343	167	7.484
SUD E ISOLE	2.119	58	635	1.818	2.009	112	6.752

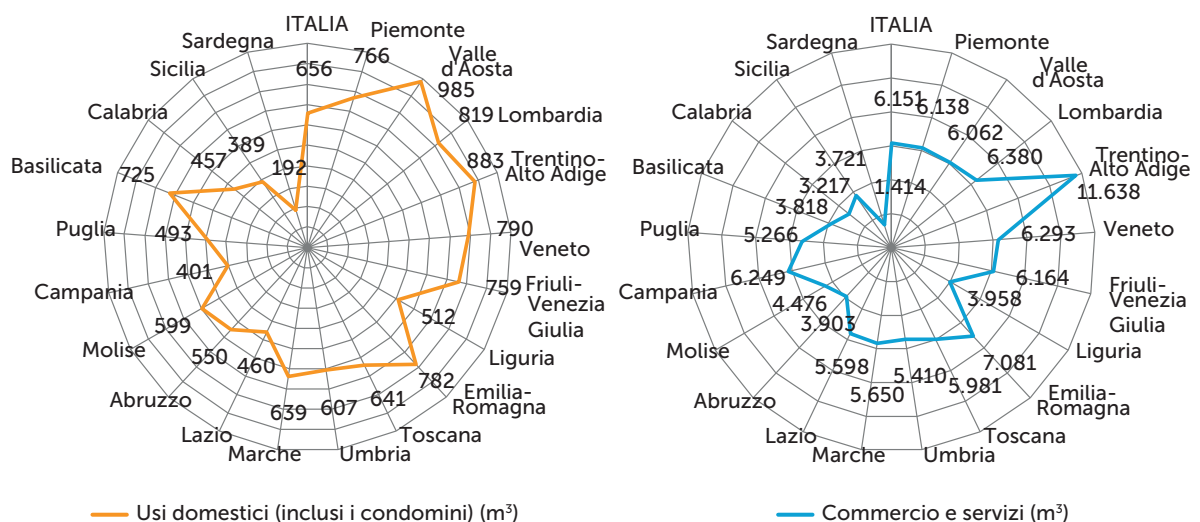
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In questa zona si acquista, infatti, il 66,8% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 28,6 G(m³); il 17,5% dei consumi, pari a 7,5 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 15,8%, 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 3,8 volte quelli del Centro, con un valore relativamente simile per tutti i settori di consumo, e 4,2 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 (2,5) e massimo nel caso dei condomini (24,6).

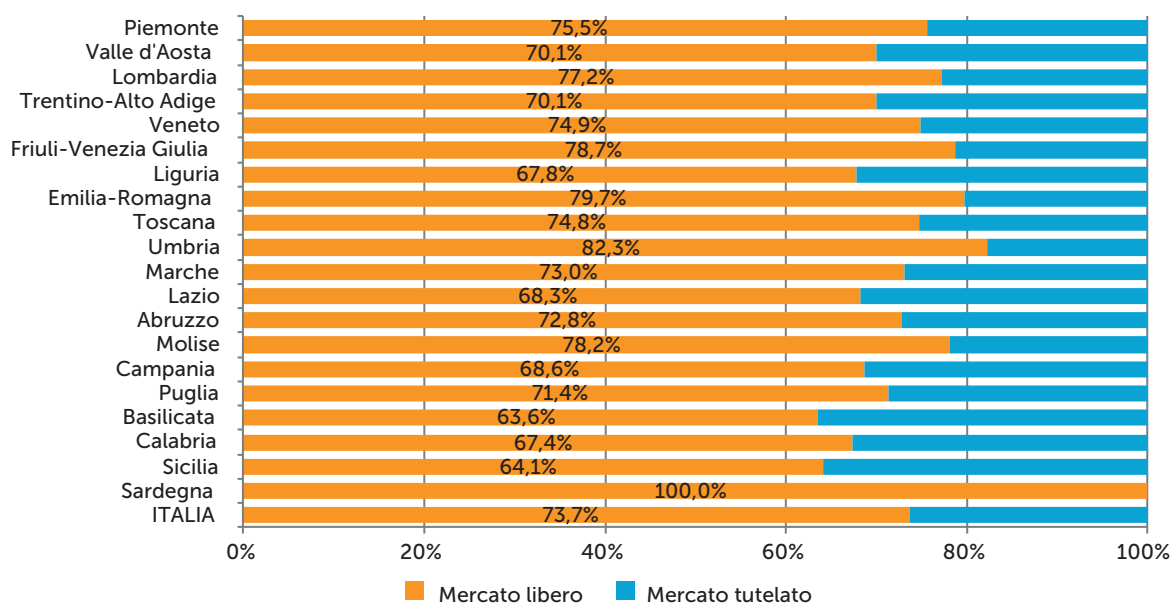
La Regione con i consumi più elevati, pari a 9,5 G(m³) – e molto superiori a quelli delle altre –, è sempre la Lombardia, che da sola acquista oltre il 22% dei volumi nazionali. Solo in altre due Regioni i consumi raggiungono almeno 5 G(m³): l'Emilia-Romagna con 6,3 G(m³) e il Piemonte con 5,4 G(m³), cioè, rispettivamente, il 14,6% e il 12,7% del totale nazionale. Altri territori in cui i consumi sono compresi tra 2 e 5 G(m³) sono il Veneto (9,9%), la Toscana (8%), la Sicilia (5,9%) e il Lazio (5,4%). Tutte le altre regioni presentano valori di consumo inferiori a 2 G(m³). Rispetto al 2022, tutte le regioni, con l'eccezione della Sardegna, mostrano volumi in diminuzione; complessivamente il Centro è l'area in cui i consumi sono scesi in misura più elevata (-30%), seguito dal Sud e Isole, dove il calo è quantificabile in -17%, mentre al Nord le vendite sono diminuite dell'11%.

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 60%, il Centro per il 16% e il Sud e Isole per il 24%; nelle attività di servizio pubblico l'incidenza del Nord scende al 51%, mentre quella del Centro sale al 29% e quella del Sud e Isole sale al 20%; 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 (14%); 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.

FIG. 3.19 Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2023



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

FIG. 3.20 Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2023

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.19 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi. La media nazionale dei consumi domestici è di 656 m³, variabile a livello regionale, ma abbastanza uniforme nelle tre macrozone: al Nord, dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide, i volumi di consumo medio unitario sono più alti, pari a 778 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 554 m³ e a 462 m³. Tra le varie regioni spicca il dato della Sardegna, dove il consumo medio è molto inferiore a tutte le altre zone e pari a 192 m³ e quello della Valle d'Aosta, dove il consumo è comprensibilmente il più alto d'Italia, pari a 985 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 6.151 m³, non è molto dissimile da quello del Nord (6.543 m³), del Centro (5.733 m³) e del Sud e Isole (4.718 m³).

La ripartizione a livello territoriale tra i due mercati, libero e tutelato per l'ultimo anno in cui vige quest'ultimo servizio (Fig. 3.20), evidenzia la prevalenza del mercato libero in tutte le regioni italiane calcolando le quote in base ai clienti serviti (la dominanza del mercato libero vale già da tempo se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita). Le quote del libero hanno raggiunto il 65% praticamente ovunque, tranne che in Basilicata (63,6%) e in Sicilia (64,1%).

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. 3.38). 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 quasi ovunque piuttosto elevato con valori del C3 superiori all'80% in quattro Regioni (Valle d'Aosta, Sicilia, Trentino-Alto Adige e Calabria) oltre che in Sardegna, Regione nella quale il gas è arrivato solo di recente, per questo il numero dei venditori è ancora molto basso (10). Vi sono poi altre quattro Regioni in cui il C3 risulta superiore al 70% (Toscana, Lazio, Basilicata e Campania) a cui si aggiungono altre cinque Regioni in cui supera il 60% (Umbria, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria e Puglia). Il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di imprese di vendita attive (362): qui la quota del mercato domestico dei primi tre gruppi di vendita è del 48,7% e la percentuale di clienti da loro serviti è pari al 40,2%. Un valore di C3 relativamente ridotto si osserva anche in Veneto (52,3%) e in Molise (53,1%). La presenza di un consistente numero di imprese attive non è garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Lazio, Toscana e Campania, dove le quote dei primi tre gruppi sono superiori al 70% in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un ampio numero di venditori presenti, intorno ai 300, in tutti questi territori.

TAV. 3.38 *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	307	52,5%	65,5%	53,1%	45,9%
Valle d'Aosta	116	85,6%	86,2%	79,8%	79,1%
Lombardia	362	48,7%	59,2%	40,2%	40,7%
Trentino-Alto Adige	178	81,4%	87,5%	55,5%	82,6%
Veneto	299	52,3%	55,2%	39,3%	40,8%
Friuli-Venezia Giulia	235	65,9%	68,4%	45,7%	25,9%
Liguria	273	65,3%	82,1%	64,3%	62,8%
Emilia-Romagna	323	66,2%	67,9%	54,5%	54,5%
Toscana	307	77,1%	81,7%	47,3%	61,5%
Umbria	226	66,9%	68,7%	64,7%	60,3%
Marche	248	56,4%	58,4%	44,5%	37,3%
Lazio	324	75,9%	84,0%	55,5%	76,9%
Abruzzo	272	57,3%	59,2%	44,6%	41,3%
Molise	179	53,1%	51,4%	51,7%	38,9%
Campania	279	73,7%	76,7%	46,9%	69,3%
Puglia	269	62,9%	63,4%	45,9%	61,2%
Basilicata	192	75,4%	75,0%	66,8%	68,8%
Calabria	226	82,1%	82,4%	71,7%	81,8%
Sicilia	238	83,7%	83,1%	78,8%	52,9%
Sardegna	10	99,9%	99,96%	99,9%	99,96%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si abbassano notevolmente (in media di oltre 11 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 appare più elevato. Relativamente alle misure sul mercato totale è interessante osservare che in sei Regioni (Trentino-Alto Adige, Campania, Lazio e Puglia) 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 pochi clienti con consumi importanti (tipicamente quelli industriali) per accaparrarsi un'ampia quota di mercato misurata tramite i volumi.

Rispetto al 2022 si osserva che il numero di imprese di vendita è diminuito in tutte le regioni, ma anche il livello della concentrazione è sceso, in media di 6 punti percentuali, il che è compatibile con un mercato che negli ultimi due anni si è ridotto del 20% (secondo i dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica i consumi sono passati dai quasi 75 G(m³) registrati nel 2021 a 60 G(m³) nel 2023), per cui è verosimile che i livelli concorrenziali si siano innalzati.

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, da ultimo arricchita dalla creazione delle offerte PLACET. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di contratti scelti dai clienti nel 2023 includono anche i contratti PLACET, senza tuttavia tenerli distinti. Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 2 di questo Volume, 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 accogliere con cautela i risultati presentati in queste pagine.

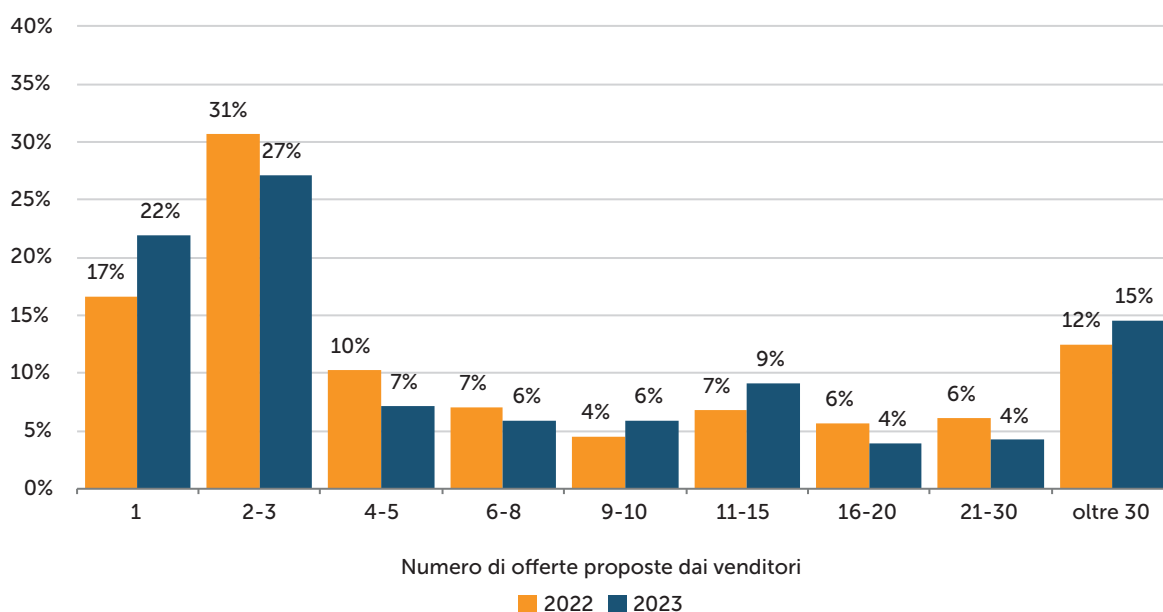
La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 17,1 per la clientela domestica, 7,7 per i condomini con uso domestico e 14,1 per la clientela non domestica, tutti numeri in crescita rispetto al 2022 (quando erano pari, rispettivamente, a 15,1, 6,6 e 13,7). A differenza del 2022, si osserva tuttavia che è la clientela domestica a godere di una maggiore possibilità di scelta rispetto alle altre due categorie di clientela. Il 22% dei venditori, tuttavia, propone ai clienti domestici una sola offerta, il 27% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 51% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio di offerte che va da quattro in su (Fig. 3.21). Rispetto al 2022, è leggermente aumentato il numero di venditori che propone una sola offerta, è un poco diminuito quello che mette a disposizione dei clienti da due a tre offerte, mentre è salita di 2,2 punti percentuali la quota dei venditori che mettono a disposizione della clientela un ampio ventaglio di proposte commerciali (più di 30).

Delle 17,1 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 13,8 sono acquistabili solo online, cioè un canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di offerta risparmiando sui costi di gestione. La quota di venditori che effettua almeno un'offerta online è pari al 19,3%. Nel 17,9% dei casi il numero di offerte online è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti domestici. Pertanto, per la stragrande maggioranza dei venditori il numero di offerte online è risultato inferiore alle offerte

totali. L'interesse delle famiglie verso le offerte online nel 2023 è cresciuto, in quanto è risultato che il 13,4% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2022 tale quota era pari al 10,1%).

Se guardiamo ai clienti dei condomini, invece, delle 7,7 offerte mediamente proposte a questa clientela 3,1 sono sottoscrivibili attraverso la rete e, in base ai risultati raccolti, solo il 2% dei punti di riconsegna intestati a condomini risultano avere effettivamente sottoscritto il contratto online (questi numeri sono pressoché stabili rispetto al 2022).

FIG. 3.21 Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel caso dei clienti non domestici (altri usi), infine, delle 14,1 offerte mediamente rese loro disponibili, solo 4,9 sono sottoscrivibili online, cosa abbastanza prevedibile, considerando che i clienti non domestici hanno esigenze spesso particolari e, quindi, poco standardizzabili nell'ambito di un'offerta proposta via web; tra questi clienti, tuttavia, il successo delle offerte online è maggiormente significativo, visto che il 20,2% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online.

Circa la tipologia di prezzo preferita (Tav. 3.39) è risultato che il 44% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 56% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso³². Le percentuali cambiano nel caso dei condomini, tra i quali i contratti a prezzo variabile sono di gran lunga i più diffusi (86,8%), mentre il 13,2% ha scelto contratti a prezzo fisso. Anche tra i clienti non domestici quelli che preferiscono i contratti a prezzo variabile sono più numerosi (76,7%) di quelli che hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso (23,3%). Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, si osserva comunque che i contratti a prezzo fisso

³² Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nel 2023 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).

sono risultati meno convenienti per tutti i tipi di clienti; il differenziale con un contratto a prezzo variabile appare molto ampio per i clienti non domestici, mentre è relativamente più contenuto per i condomini e per i domestici.

La percentuale di clienti che hanno scelto un contratto a prezzo variabile è nettamente aumentata rispetto al 2022: le porzioni di clienti che risultavano avere acquistato un contratto a prezzo variabile nel 2022 erano pari al 67,3% per i domestici, 19,7% per i condomini e 37,2% per gli altri usi. Parte di questi incrementi è ascrivibile al fatto che, a seguito dell'incremento del livello e della volatilità dei prezzi all'ingrosso sperimentato nel 2022, molti venditori hanno preferito orientare la propria offerta su formule di prezzo variabile, riducendo il rischio delle più complesse previsioni e coperture necessarie per formulare un'offerta a prezzo fisso.

TAV. 3.39 *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 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	44,0%	104,48	13,2%	83,46	23,3%	85,32
Contratti a prezzo variabile	56,0%	94,03	86,8%	75,32	76,7%	59,23
TOTALE CLIENTI	100%	96,18	100%	81,50	100%	62,94

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.40 *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	13,13%	89,81	31,96%	80,47	19,59%	79,03
Con indicizzazione all'andamento del Brent	1,97%	92,81	1,93%	82,17	1,01%	59,86
Con indicizzazione all'andamento delle quotazioni del TTF	27,26%	99,77	7,94%	91,39	18,08%	68,64
Con indicizzazione all'andamento del prezzo del PSV	52,58%	91,54	53,63%	71,05	55,06%	57,52
Con indicizzazione all'andamento dei mercati gestiti da GME	2,43%	82,25	4,11%	65,64	3,64%	64,06
Con indicizzazione limitata	0,00%	46,94	0,00%	0,00	0,00%	36,96
Con altra modalità non altrimenti specificata	2,64%	132,77	0,43%	42,28	2,62%	55,84
TOTALE	100%	94,03	100%	75,32	100%	59,23

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Non sorprende quindi che per tutte le tipologie di clienti la modalità di indicizzazione dei prezzi più frequente nei contratti a prezzo variabile sia risultata quella legata all'andamento del prezzo del PSV (Tav. 3.40), che tuttavia non

risulta quella con condizioni economiche più vantaggiose. A seguire, la tipologia di prezzo variabile più scelta dai clienti domestici è risultata quella con indicizzazione all'andamento delle quotazioni del TTF, mentre per i condomini e i clienti non domestici è risultata quella con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela. Analizzando la componente relativa ai costi di approvvigionamento, si riscontra che il contratto più conveniente è quello con indicizzazione limitata che però è scelto da una percentuale di clienti irrisoria. Per tutte le categorie di clienti emerge come particolarmente conveniente anche la tipologia con indicizzazione all'andamento dei mercati gestiti dal GME.

Il 40,2% 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 concesso 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, in media, lo sconto è applicato al 59,9% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 24,8% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 18,2% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (62% a prezzo fisso e 11,5% a prezzo variabile), mentre nel caso dei non domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 18,2% del totale (38% con prezzo fisso e 11,9% con prezzo variabile).

Nei questionari dell'Indagine annuale sul 2023 la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti di vendita del gas naturale è stata indagata con le stesse modalità dello scorso anno. Secondo quanto indicato dai venditori, diversamente dal settore elettrico, la frequenza di contratti che prevedono non un solo servizio aggiuntivo ma una combinazione di servizi aggiuntivi non è molto elevata; essa riguarda infatti circa il 25% dei clienti domestici, l'1,7% dei condomini e il 6,1% circa dei non domestici. In ogni caso, anche nel questionario gas, come nell'elettrico, era richiesto ai venditori di specificare quale fosse la combinazione di servizi aggiuntivi contenuta nei contratti scelti dai propri clienti. Pertanto, i clienti cui afferivano contratti con una combinazione di servizi aggiuntivi sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori (Tav. 3.41).

I risultati ottenuti per i clienti domestici mostrano che nei contratti sottoscritti dalle famiglie la presenza di servizi aggiuntivi è più diffusa tra quelli a prezzo fisso piuttosto che tra quelli a prezzo variabile: il 76,5% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende al 41,6% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (43,6%) per quelli che permettono la partecipazione a un programma punti e per la garanzia di energia 100% "verde" (10,5%), oltre che un buon gradimento (9,4%) per quelli che offrono servizi energetici accessori. Anche la possibilità di ottenere altri prodotti o servizi insieme con il gas riscuote un certo interesse (8,1%). Circa il costo dei servizi aggiuntivi (misurato con la componente del prezzo che copre i costi di approvvigionamento e di vendita), si può osservare che il contratto per i clienti domestici a prezzo fisso più conveniente è quello con omaggio o gadget, sebbene sia scelto da una percentuale di clienti praticamente nulla. Seguono, per convenienza della componente di approvvigionamento, i contratti con servizi energetici accessori. I contratti con garanzia di energia 100% *green*, come appena visto abbastanza apprezzati, evidenziano il prezzo più alto, dopo quello dei contratti con programma punti.

Nei clienti domestici con prezzo variabile, invece, le opzioni più gradite per i contratti con almeno un servizio aggiuntivo risultano essere quelli con garanzia di energia 100% *green* (17,6%), subito dopo i contratti con servizi

energetici accessori (8,7%), infine la partecipazione a un programma punti (7,3%). Per questi clienti il contratto privo di servizi aggiuntivi risulta costare di meno rispetto ai contratti più scelti appena menzionati.

Se si guardano i dati dei condomini con uso domestico si nota anche in questo caso, e comprensibilmente, un elevato disinteresse per i servizi aggiuntivi, specie nei contratti a prezzo fisso: la porzione di punti di riconsegna afferenti ai condomini con contratto a prezzo fisso e privo di servizi aggiuntivi è pari al 79,5% e scende al 73,2% tra quelli che hanno scelto il prezzo variabile. Il contratto con servizi aggiuntivi meno costoso per i condomini con contratto a prezzo variabile risulta quello con omaggi e gadget, ma con una percentuale di scelta sostanzialmente nulla.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, infine, la scelta di contratti privi di servizi aggiuntivi risulta di gran lunga la più diffusa: in media il 79% circa di tali clienti, siano essi a prezzo fisso o a prezzo variabile, sceglie un contratto senza altre opzioni. Il prezzo di tali contratti risulta leggermente superiore al prezzo medio in confronto a tutti i servizi aggiuntivi disponibili.

TAV. 3.41 *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 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 ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO						
Nessun servizio aggiuntivo	23,43%	93,44	65,61%	83,96	79,50%	94,37
Garanzia di energia 100% green	10,45%	100,49	6,79%	79,48	7,58%	77,81
Servizi energetici accessori	9,39%	90,24	5,11%	85,03	4,05%	63,85
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,58%	97,49	0,24%	69,25	0,45%	81,85
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	8,09%	91,51	16,31%	62,35	3,26%	85,60
Programma di raccolta punti	43,62%	118,37	5,26%	91,08	4,69%	160,92
Omaggio o gadget	0,08%	49,75	0,05%	35,84	0,00%	29,38
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,36%	82,16	0,62%	112,01	0,48%	46,55
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	104,48	100%	83,46	100%	85,32
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE						
Nessun servizio aggiuntivo	58,43%	88,51	81,53%	83,64	73,22%	60,08
Garanzia di energia 100% green	17,57%	126,28	1,48%	75,02	9,33%	70,48
Servizi energetici accessori	8,66%	131,02	6,38%	78,31	5,73%	65,07
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,47%	110,44	0,01%	88,87	0,05%	67,95
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	2,75%	130,03	1,86%	79,62	1,15%	72,29
Programma di raccolta punti	7,35%	106,02	7,68%	76,57	6,03%	134,50
Omaggio o gadget	0,29%	140,07	0,04%	51,56	0,03%	47,40
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	4,48%	59,85	1,02%	56,88	4,46%	55,32
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	94,03	100%	75,32	100%	59,23

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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 pre-consuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2023 e confermato (o rettificato) i dati sul 2022 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 63 delle 68 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 considerati³³; le imprese attive al 31 dicembre 2023 erano 60.

Anche in questo segmento del settore gas ogni anno si registrano diverse operazioni societarie tra i soggetti che vi operano. Le principali che nel 2023 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 Eni ha ceduto il relativo ramo d'azienda a Eni Sustainable Mobility e iReti ha scisso il ramo d'azienda per questa attività cedendolo alla società del suo gruppo iReti Gas; inoltre anche la società Sinergas ha ceduto la gestione della rete canalizzata di Sarroch (CA) a Eni Sustainable Mobility, la quale gestisce la rete in qualità di distributore, mentre il servizio di vendita agli utenti è rimasto in capo a Sinergas;
- a metà anno Distribuzione Gas Badano è stata incorporata in Badano Gas e Janagas è stata incorporata in Mediterranea Energia Ambiente (in sigla MEDEA); entrambe le società incorporate facevano parte dello stesso gruppo societario dell'incorporante;
- a fine anno, infine, Metema Gestioni ha ceduto l'attività a Goldengas, Energie des Alpes è stata incorporata in Energetica e Carbotrade Gas è stata incorporata in Beyfin; anche in questo caso entrambe le società incorporate facevano parte dello stesso gruppo societario dell'incorporante.

Dopo la significativa caduta (-7%) nel 2022, anche nel 2023 i prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete sono diminuiti del 7,1%, da 31 a 28,8 M(m³), anche a causa della netta riduzione (-6%) dei gruppi di misura alimentati da questi gas, che sono scesi da 162.488 a 152.749 unità (Tav. 3.42).

TAV. 3.42 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m³) e numero di GdM)

TIPO DI GAS	2022		2023		VARIAZIONE 2022-2023	
	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI
GPL	14,5	115.695	13,9	105.714	-3,8%	-8,6%
Aria propanata	13,0	43.993	11,7	44.242	-10,1%	0,6%
Altri gas	3,4	2.800	3,1	2.793	-9,8%	-0,2%
TOTALE	31,0	162.488	28,8	152.749	-7,1%	-6,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

³³ I cinque operatori che non hanno risposto nei dati del 2022 risultano possedere nel loro insieme un'incidenza dello 0,57% in termini di volumi distribuiti e dello 0,74% in termini di gruppi di misura allacciati.

In termini percentuali, la diminuzione più forte nei volumi distribuiti si è registrata a carico dell'aria propanata i cui prelievi sono scesi del 10,1% (da 13 a 11,7 M(m³)), ma anche i volumi degli altri gas hanno subito un pressoché analogo ridimensionamento: -9,8%, da 3,4 a 3,1 M(m³). Una migliore tenuta si è avuta per i consumi di GPL, scesi solo del 3,8%, da 14,5 a 13,9 M(m³). La marcata contrazione dei gruppi di misura è invece da attribuire pressoché interamente al GPL, dove i clienti sono diminuiti di quasi 10.000 unità. Infatti, i gruppi di misura alimentati ad aria propanata hanno registrato un lieve incremento, mentre i clienti alimentati da altri gas sono rimasti sostanzialmente invariati.

Rispetto al 2022 anche il consumo medio unitario è lievemente diminuito (-1,2%), passando da 191 a 188 m³, ma come sempre restano le marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 132 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 265 m³ dell'aria propanata e con i 1.111 m³ degli altri gas.

Dato l'andamento dei prelievi e dei punti, il consumo medio unitario di aria propanata è quello che ha subito il maggiore ridimensionamento (-10,6%) rispetto al 2022; ma anche quello degli altri gas è diminuito del 9,6%. All'opposto, il consumo medio di GPL è cresciuto del 5,3%.

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta sempre il GPL, che copre il 48% 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 42% dei volumi distribuiti. Gli altri tipi di gas, che rappresentano solo il 2% dei clienti, possiedono una quota minore (11%) del gas complessivamente distribuito.

TAV. 3.43 *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	2022				2023			
	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Piemonte	11	1,30	8.540	86	12	1,35	9.171	87
Valle d'Aosta	3	0,09	581	7	3	0,10	610	7
Lombardia	15	5,34	12.477	59	15	5,01	12.594	59
Trentino-Alto Adige	2	0,24	1.073	8	2	0,25	1.094	8
Veneto	4	0,19	1.282	11	4	0,20	1.309	11
Friuli-Venezia Giulia	5	0,75	2.126	10	5	0,76	2.136	10
Liguria	13	1,25	11.315	67	13	1,24	11.732	67
Emilia-Romagna	12	1,40	10.125	49	12	1,42	9.974	49
Toscana	14	2,89	23.861	135	14	2,74	23.915	135
Umbria	8	0,56	4.917	34	8	0,61	4.960	34
Marche	10	0,44	2.787	32	10	0,44	2.815	32
Lazio	13	1,44	16.603	58	13	1,29	16.359	57
Abruzzo	7	0,29	3.149	10	7	0,15	3.146	10
Molise	1	0,03	194	1	1	0,03	200	1

(segue)

REGIONE	2022				2023			
	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Campania	3	0,14	1.042	9	3	0,14	1.020	9
Puglia	1	0,03	144	1	1	0,02	145	1
Basilicata	2	0,07	335	2	2	0,06	334	2
Calabria	1	0,09	1.067	5	1	0,07	968	5
Sicilia	2	0,04	230	3	2	0,04	236	3
Sardegna	5	14,38	60.640	63	5	12,85	50.031	52
ITALIA	-	30,97	162.488	650	-	28,77	152.749	639

(A) In questa colonna gli esercenti sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Le quote regionali nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale non presentano novità di rilievo rispetto agli anni passati. Con il 45% 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 conteggio del numero di comuni serviti, che è in calo da qualche anno: nel 2022 il servizio raggiungeva 63 comuni che sono scesi a 52 nel 2023. Con il 17% dei volumi erogati e l'8% dei clienti serviti, la Lombardia è la seconda Regione per importanza, seguita da Toscana (10% dei volumi distribuiti e 16% dei gruppi di misura), Emilia-Romagna (5% dei volumi e 7% dei clienti), Liguria e Lazio (4% dei volumi e, rispettivamente, 8% e 11% dei clienti serviti).

I comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale nel 2023 sono risultati complessivamente 639. Il numero di comuni serviti è diminuito di 11 unità rispetto al 2022, principalmente per effetto della conversione delle reti a gas naturale. In particolare, si contano: 11 comuni in meno in Sardegna, 1 comune in meno in Lazio e un comune in più in Piemonte.

TAV. 3.44 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	195,2	80,1	94,6%	5,4%
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	28,0	2,0	100,0%	-
Friuli-Venezia Giulia	0	9,2	46,4	85,3%	14,7%
Liguria	3,476	156,4	81,5	97,3%	2,7%
Emilia-Romagna	25,244	137,5	112,0	90,9%	9,1%
Toscana	0,709	395,0	218,6	93,1%	6,9%
Umbria	0	73,8	51,9	96,5%	3,5%

(segue)

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI ^(A)
Marche	0	37,4	46,5	77,0%	23,0%
Lazio	0	197,7	212,1	92,5%	7,5%
Abruzzo	0	49,8	8,0	65,0%	35,0%
Molise	0	2,3	1,2	100,0%	-
Campania	0	3,2	59,3	100,0%	-
Puglia	0	7,0	0,0	100,0%	-
Basilicata	0	4,1	6,5	100,0%	-
Calabria	0	53,7	0,0	100,0%	-
Sicilia	0	6,1	3,3	100,0%	-
Sardegna	0	571,7	530,6	81,9%	18,1%
ITALIA	29,429	2.103,3	1.582,9	89,1%	10,9%
di cui non in funzione	0	13,2	29,8	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'estensione delle reti alimentate da gas diversi dal gas naturale (Tav. 3.44) è di circa 3.700 km (di cui l'81% alimentati a GPL), con circa 40 km non in funzione. Nel 2023 l'estensione complessiva delle reti è diminuita di circa 700 km rispetto al 2022; si osservano, infatti, 111 km in meno sulla rete in media pressione, 625 in meno su quella in bassa pressione e, al contrario, 29 km di nuova rete in alta pressione tra Liguria ed Emilia-Romagna.

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 10,9% (in lieve aumento rispetto agli anni precedenti). Le quote di proprietà dei Comuni più significative si registrano in Abruzzo (35%), Marche (23%) e Friuli-Venezia Giulia (14,7%).

Le 68 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 (34 casi) e quella di società per azioni (30 casi); le restanti quattro imprese si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

La concentrazione nella distribuzione a mezzo rete dei gas diversi dal gas naturale è leggermente aumentata nel 2023: la quota dei primi tre operatori è risultata infatti pari al 61,7% dei volumi complessivamente erogati (Tav. 3.45), mentre nel 2022 era pari al 58,4%. Le prime cinque imprese contano per il 74,8% (71,3% nel 2022).

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, soprattutto nelle posizioni più elevate.

La quota del primo operatore Mediterranea Energia Ambiente (Medea), che è il distributore del gruppo Italgas che opera in Sardegna, è cresciuta (dal 37,6% al 40,7%), grazie all'incorporazione di Janagas che nel 2022 era

al quinto posto. Nel 2022 Janagas era entrata nel gruppo Italgas dopo avere acquisito da Sarda Reti Gas dodici concessioni di distribuzione e vendita di GPL, con relative reti e impianti, in diversi comuni della Sardegna. La società Liquigas è rimasta in seconda posizione con una quota dell'11,4% (aveva l'11% nel 2022). Il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, è in terza posizione come nel 2022 con una quota del 9,5% (era al 9,8%). 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 EniPower. Eni Sustainable Mobility, la società del gruppo Eni che ha acquisito l'attività di distribuzione dei gas diversi da Eni, ha conservato la quarta posizione, sostenuta anche dall'acquisizione degli impianti in provincia di Cagliari da Sinergas. Da sottolineare l'arrivo in quinta posizione della società Beyfin che ha incorporato Carbotrade Gas: grazie a tale acquisizione i volumi erogati da Beyfin risultano più che raddoppiati rispetto al 2022 (+144%). Lo scorso anno le due società si trovavano, rispettivamente, al decimo e all'ottavo posto; se si sommano i volumi erogati dalle due imprese nel 2022 e si confronta questa somma con il volume erogato da Beyfin nel 2023, l'incremento nei volumi erogati scende all'1%.

Anche Goldengas è salita di quattro posizioni (dal 13° al 9° posto) grazie all'acquisizione degli impianti di Metema Gestioni, attraverso i quali i volumi erogati nel 2023 da Goldengas sono saliti, rispetto al 2022, del 27,7%, da 0,35 a 0,45 G(m³).

Una minore concentrazione caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori, nell'ordine Liquigas con il 23,6%, Eni Sustainable Mobility con il 10,2% e Medea con l'8,6%, hanno distribuito il 42,4% del totale; i primi cinque, che si ottengono aggiungendo ai tre menzionati anche Beyfin e Butan Gas, il 56,5%. Nel 2022 la quota dei primi tre operatori, gli stessi del 2022 ma con Janagas al posto di Medea, che l'ha incorporata, era leggermente più elevata e pari al 43,2%; quella dei primi cinque, che comprendevano anche Butan Gas e Centria (scesa al sesto posto nel 2023 per il superamento da parte di Beyfin), era più bassa e pari al 54,2%.

TAV. 3.45 Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2023 (volumi in M(m³))

SOCIETÀ	VOLUMI 2023	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Mediterranea Energia Ambiente (Medea)	11,71	40,7%	1°
Liquigas	3,29	11,4%	2°
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	2,72	9,5%	3°
Eni Sustainable Mobility	2,62	9,1%	4°
Beyfin	1,13	3,9%	10°
Butan Gas	0,85	2,9%	6°
Centria	0,68	2,4%	7°
AGN Energia	0,54	1,9%	9°
Goldengas	0,45	1,6%	13°
Socogas	0,44	1,5%	11°
2i Rete gas	0,38	1,3%	12°
Lunigas I.F.	0,34	1,2%	14°
Magigas	0,29	1,0%	16°
Autogas Riviera	0,26	0,9%	15°
Bragas	0,25	0,9%	19°

(segue)

SOCIETÀ	VOLUMI 2023	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Univergas Italia	0,25	0,9%	18°
Olivi	0,22	0,8%	20°
iReti Gas	0,19	0,7%	22°
Ultragas C.M.	0,17	0,6%	24°
CIME Costruzioni Impianti Metano	0,17	0,6%	23°
Altri	1,81	6,3%	-
TOTALE	28,71	100%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto

Nell'aprile 2023 l'Autorità ha approvato³⁴ 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)³⁵ ponderata per la capacità (impegnata)", prevista dal codice TAR³⁶ 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 del 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 stato superato il corrispettivo unico applicato ai clienti finali, differenziandolo in funzione della portata dell'impianto di misura ubicato presso di esso. 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)³⁷.

³⁴ 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.

³⁵ Distanza tra punto di entrata e punto di uscita dalla rete di trasporto del gas.

³⁶ Regolamento (UE) n. 460/2017 della Commissione europea del 16 marzo 2017, finalizzato all'armonizzazione delle strutture tariffarie del trasporto del gas all'interno dell'Unione europea.

³⁷ Regolazione contenuta nel Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031), allegato A alla delibera 18 aprile 2023, 163/2023/R/com.

Nel maggio 2023 sono quindi state approvate³⁸ le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto del gas naturale presentate dalle imprese per l'anno solare 2024 (Tav. 3.46).

TAV. 3.46 Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2024

Corrispettivo unitario variabile (commodity) (in €/S(m³))

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV _U	0,0076072
CV _{FC}	-

Corrispettivi unitari di capacità (in €/anno/S(m³)/giorno)

CP _E – CORRISPETTIVI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	3,011917	Tarvisio	1,234623
Gela	2,761324	Gorizia	1,140801
Passo Gries	1,255549	Melendugno	2,019556
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	1,022014	GNL Cavarzere	0,921135
GNL OLT Livorno	1,201129	GNL Piombino	1,219346
GNL Ravenna	0,866822		
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Italgas Storage			0,445801
10 hub di aggregazione dei 92 campi di produzione nazionale di gas naturale o biometano			
Produzione Hub 1 – Nord Occidentale	0,816272	Produzione Hub 2 – Nord Orientale	0,785735
Produzione Hub 3 – Rubicone	0,813581	Produzione Hub 4 – Falconara	0,945514
Produzione Hub 5 – Pineto	1,097220	Produzione Hub 6 – San Salvo	1,291736
Produzione Hub 7 – Candela	1,437776	Produzione Hub 8 – Monte Alpi	1,720701
Produzione Hub 9 – Crotone	2,137750	Produzione Hub 10 – Gagliano	2,577004
CPU – CORRISPETTIVI DI USCITA			
6 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	3,333667	Passo Gries	3,700192
Gorizia	3,132016	Melendugno	3,674472
Repubblica di San Marino	2,304301	Tarvisio	3,418594
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Italgas Storage			1,305915
Punti di riconsegna per i prelievi sul territorio italiano			
Distanti meno di 15 Km dalla rete nazionale	2,810118	Distanti più di 15 Km dalla rete nazionale	2,946377

38 Delibera 30 maggio 2023, 234/2023/R/gas.

Corrispettivi per il servizio di misura

CM	
CMT (€/anno/S(m ³)/giorno)	0,107146
CMCFPDR (€/anno/PdR)	
Q erogata ^(A) ≤ 16	30
16 < Q erogata ^(A) ≤ 65	200
65 < Q erogata ^(A) ≤ 200	450
200 < Q erogata ^(A) ≤ 4.000	5.100
Q erogata ^(A) > 4.000	8.000

(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 CP_E 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.

Sono inoltre applicate, agli utenti del servizio di trasporto di gas naturale, le seguenti componenti tariffarie addizionali³⁹:

- GS_T, destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- RE_T, destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- UG_{3T}, a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del servizio di *default* del trasporto;
- CRV^{BL}, relativa agli oneri connessi al bilanciamento del sistema gas;
- CRV^{CS}, a copertura dei costi per la disponibilità di stoccaggio strategico;
- CRV^{FG}, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione;
- CRV^{FG}, per gli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione;
- CRV^{OS}, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio;
- CRVST, a copertura degli oneri derivanti dalla nuova disciplina del *settlement* gas;
- CRV^I, a copertura degli oneri per il contenimento dei consumi di gas.

Il valore di tali componenti viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il trimestre gennaio-aprile 2024, la componente GS_T⁴⁰ è stata azzerata, la RE_T ordinaria⁴¹ è pari a 1,1768 c€/m³, la UG_{3T} ammonta⁴² a 0,4227 c€/m³, la

39 Art. 41 dell'RTTG 2024-2027.

40 Comma 2.4 delibera 28 dicembre 2023, 633/2023/R/com.

41 Comma 2.6 delibera 633/2023/R/com, il quale 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.

42 Comma 2.5 delibera 633/2023/R/com.

CRV^{BL} è pari⁴³ a 1 c€/m³, la CRV^{CS} è pari⁴⁴ a 0,2519 c€/m³, la CRV^{FG} è stata azzerata⁴⁵, la CRV^{OS} è pari⁴⁶ a 3,64 c€/m³, la CRVST ammonta⁴⁷ a 3,5 c€/m³, mentre la CRV^I è pari⁴⁸ a 0,2570 c€/m³.

Rigassificazione

Nel maggio 2023 l'Autorità ha definito⁴⁹ 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).

Nel giugno 2023 l'Autorità ha quindi approvato⁵⁰ le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno 2024, 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 il terminale di Piombino (Tav. 3.47).

TAV. 3.47 Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2023

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO	PIOMBINO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C_{qs} (€/m ³ liquido/anno)	6,492768	20,830275	24,809480	11,467980
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C_{rs} (€/m ³ liquido/anno)	0,146999	-	0,086012	0,010854
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{cp} (per m ³ consegnato)	1,66%	0,65%	0,99%	1,10%
Corrispettivo unitario a copertura dei costi di natura monetaria associati ai consumi della catena di rigassificazione	C_{cp} (€/m ³ liquido/anno)	2,7694	-	-	-
Corrispettivo unitario a copertura dei costi relativi al sistema di Emission Trading	C_{ETS} (€/m ³ liquido/anno)	1,144695	0,623530	0,865152	1,039816

Fonte: ARERA.

Stoccaggio

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha definito⁵¹ 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).

43 Comma 2.10 delibera 633/2023/R/com.

44 Comma 2.12 delibera 633/2023/R/com e comma 2.10 delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com.

45 Comma 2.7 delibera 633/2023/R/com e comma 3.5 delibera 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

46 Comma 2.9 delibera 633/2023/R/com e comma 2.7 delibera 28 settembre 2023, 429/2023/R/com.

47 Comma 2.11 delibera 633/2023/R/com.

48 Comma 2.8 delibera 633/2023/R/com e comma 2.6 delibera 429/2023/R/com.

49 Delibera 9 maggio 2023, 196/2023/R/gas, come modificata con delibera 22 giugno 2023, 279/2023/R/gas.

50 Delibera 279/2023/R/gas.

51 Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

Nell'agosto 2022 l'Autorità ha approvato⁵² i ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio del gas naturale relativi all'anno 2023. In esito alla definizione dei ricavi, le società Stogit e Edison Stoccaggio hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi tariffari per l'anno termico 2023-2024 (Tav. 3.48), come previsto dalla regolazione. In aggiunta ai corrispettivi suddetti, alla fine del 2017 è stato introdotto⁵³ il contributo compensativo per il mancato utilizzo del territorio, a favore delle regioni, fissato in misura pari 0,00001 euro/anno per kWh di capacità di spazio conferita e applicato dal 1° aprile 2018.

Occorre evidenziare che i corrispettivi tariffari esposti 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 trasportato⁵⁴. Per il periodo dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2024 il corrispettivo CRV^{CS} è pari a 0,2519 c€/S(m³)⁵⁵.

TAV. 3.48 Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2024

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO
Corrispettivo unitario di spazio C _s	c€/KWh/a	0,090814	0,183141
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione C _i	€/KWh/g/a	6,276702	15,702174
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione C _e	€/KWh/ g/a	8,840405	20,077627

Fonte: Stogit ed Edison Stoccaggio.

La capacità di stoccaggio restante (oltre il 70%), 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 2019⁵⁶. 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. Nella tavola 3.49 sono sintetizzati gli esiti delle aste effettuate da Stogit e Edison Stoccaggio tra marzo e settembre 2023 per l'anno termico 1° aprile 2023-31 marzo 2024.

TAV. 3.49 Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2024 (capacità in GWh e prezzi in c€/kWh)

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE
Stogit	73.364	0,592948
Edison Stoccaggio	9.525	0,699143
TOTALE	82.889	0,605151

Fonte: Elaborazioni ARERA su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

52 Delibera 2 agosto 2023, 384/2022/R/gas.

53 Punto 3 della delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.

54 Delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas.

55 Comma 2.10 delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com.

56 Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

Rispetto all'anno precedente, si registra:

- una contrazione nel numero delle aste concluse con assegnazione (da 79 a 10);
- una ripresa nella capacità conferita su base d'asta (+30 TWh, +59%);
- il ritorno a ordini di grandezza consueti nei livelli dei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione), saliti dagli 0,15 €/MWh del 2022 ai 6,05 €/MWh del 2023, che risultano anche superiori ai livelli pre-pandemici (circa il doppio dell'anno termico 2019-2020).

Le variazioni suddette indicano il ritorno dell'interesse degli operatori per il servizio nel 2023, determinato anche dai timori di nuove *escalation* nel conflitto russo-ucraino e conseguenti tensioni nelle quotazioni dei mercati all'ingrosso o difficoltà di approvvigionamento.

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 2019⁵⁷ ed è caratterizzata, tra l'altro, dai seguenti elementi:

- costi operativi iniziali del 2020 sensibilmente inferiori ai precedenti 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 2024 il suo valore è stato fissato⁵⁸ al 6,5%.

Come nel periodo regolatorio precedente, le società di distribuzione devono applicare una tariffa obbligatoria, costituita da quote fisse e variabili, differenziate per ambito tariffario. I sei 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 (t1, €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione (t1dis), misura (t1mis) e commercializzazione (t1cot). A partire dal 1° gennaio 2015, gli elementi t1dis e t1mis sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile (t3, €/m³) è articolata per scaglione di consumo.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2024 sono stati fissati⁵⁹ nel mese di dicembre dell'anno precedente, e sono riportati nella tavola 3.50 (quote fisse t1) e nella tavola 3.51 (quota variabile t3). Rispetto all'anno precedente sono aumentate sia le quote fisse (mediamente di circa dieci punti

57 Delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

58 Delibera 28 novembre 2023, 556/2023/R/com.

59 Delibera 28 dicembre 2023, 631/2023/R/gas.

percentuali), sia le quote variabili (in media di circa 16 punti percentuali), anche a compensazione della riduzione nei volumi distribuiti.

TAV. 3.50 *Articolazione della quota fissa t1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2024 (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
t1 (dis)							
da G4 a G6	46,78	38,85	44,45	37,46	51,74	64,99	3697,23
da G10 a G40	335,49	283,23	295,47	273,92	375,68	450,25	4082,49
oltre G40	712,08	590,19	730,38	574,10	775,45	1016,66	4648,90
t1 (mis)							
da G4 a G6	29,20	26,57	26,97	26,45	31,37	29,42	29,42
da G10 a G40	200,42	184,54	171,01	184,20	218,65	195,18	195,18
oltre G40	423,75	382,96	420,58	384,47	449,77	438,87	438,87
t1 (cot)	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97

Fonte: ARERA.

TAV. 3.51 *Articolazione della quota variabile t3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2024 (in c€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno)*

SCAGLIONE DI CONSUMO	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	9,4791	6,9824	9,5525	11,7292	16,5431	22,6036
481-1.560	8,6760	6,3909	8,7432	10,7354	15,1415	20,6886
1.561-5.000	8,7125	6,4178	8,7800	10,7806	15,2052	20,7756
5.001-80.000	6,5100	4,7954	6,5605	8,0554	11,3614	15,5237
80.001-200.000	3,2976	2,4291	3,3231	4,0804	5,7550	7,8634
200.000-1.000.000	1,6184	1,1921	1,6309	2,0025	2,8244	3,8592
Oltre 1.000.000	0,4502	0,3316	0,4537	0,5571	0,7857	1,0736

Fonte: ARERA.

Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel primo trimestre 2024):

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1186 c€/m³ fino a 200.000 m³/anno, 0,0600 c€/m³ oltre tale soglia)⁶⁰;
- UG₁, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (1,4455 c€/m³ fino a 200.000 sm³/anno, 0,7304 c€/m³ oltre tale soglia)⁶¹;

60 Comma 2.1 delibera 28 dicembre 2023, 633/2023/R/com.

61 Comma 2.1 delibera 633/2023/R/com.

- UG_{2c} , a compensazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi, che determina un importo negativo per i clienti con consumi fino a 685 m³/anno e positivo per quelli oltre tale soglia⁶²;
- UG_{3INT} , a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità (0,0387 c€/m³)⁶³;
- UG_{3UI} , a copertura degli oneri connessi a eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il fornitore del servizio di *default* di distribuzione e degli oneri della morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza per i clienti finali non disalimentabili (0,0024 c€/m³)⁶⁴;
- UG_{3FT} , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto (0,4227 c€/m³)⁶⁵;
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (azzerata dal 1° ottobre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali)⁶⁶;
- RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, nonché sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale (valori ordinari pari a 1,2695 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno e 0,7057 c€/m³ oltre tale soglia)⁶⁷;
- ST, relativa allo sconto tariffario di gara di cui all'art. 13 del decreto 12 novembre 2011 in materia di affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale (il valore di tale componente, qualora presente, è calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in euro per punto di riconsegna al cliente);
- VR, a copertura della differenza tra VIR e RAB di impianti di distribuzione oggetto di gara per l'affidamento del servizio⁶⁸ (l'ammontare di questa componente tariffaria, qualora presente, è calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in euro per punto di riconsegna al cliente);
- CE, relativa alla compensazione transitoria triennale dei maggiori costi unitari relativi al servizio di distribuzione delle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati (il valore di questa componente, qualora presente, è calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in euro per punto di riconsegna al cliente).

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2023 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 77 c€/m³ (Tav. 3.52). Tale prezzo risulta inferiore di un terzo (-31%) rispetto all'anno precedente (111,2 c€/m³). La diminuzione, che discende dai forti cali nel costo della materia prima avvenuti nei mercati all'ingrosso dopo i picchi registrati nel 2022, causati dall'avvento del conflitto russo-ucraino, non coinvolge tutte le categorie di clienti nello stesso modo, risultando correlata alla loro classe dimensionale. Così, se da un lato i grandissimi clienti (oltre 2 milioni di m³/anno) presentano un valore più che dimezzato (-56,5%, -73,9 cent/m³),

62 La componente UG_{2c} è costituita da una quota fissa, pari a -26,13 €/cliente/anno, e una quota variabile (c€/m³) applicata ai consumi tra 121 e 200.000 m³/anno, in misura differenziata per classe di consumo, con valori compresi tra 4,62 c€/m³, per i consumi da 121 a 480 m³/anno, e 0,66 c€/m³, per i consumi da 80.001 a 200.000 m³/anno (articolo 5 delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com).

63 Comma 2.2 delibera 633/2023/R/com.

64 Comma 2.2 delibera 633/2023/R/com.

65 Comma 2.2 delibera 633/2023/R/com.

66 Comma 2.1 delibera 633/2023/R/com, articolo 2 delibera 396/2021/R/com, decreto legge n. 130/2021.

67 Comma 2.3 delibera 633/2023/R/com, il quale prevede che per le imprese a forte consumo di gas naturale, di cui alla delibera 2 novembre 2022, 541/2022/R/gas, la componente RE sia più bassa e compresa tra 0,1300 e 0,3291 c€/m³.

68 Il cui valore è dato dalla differenza tra il Valore Industriale Residuo (VIR) degli impianti e il valore contabile degli stessi a fini tariffari (*Regulatory Asset Base*).

dall'altro i clienti più piccoli (fino a 5 mila m³/anno, essenzialmente domestici) hanno avuto una riduzione molto contenuta, sia in termini percentuali (-2,8%) che in termini assoluti (-2,9 €cent/m³). Le classi centrali (consumi da 5 mila a 2 milioni di m³/anno) presentano un'evoluzione intermedia, caratterizzata da un calo uniforme in valore assoluto (circa 29 €cent/m³) che incide in misura compresa tra il 25 e il 30%.

TAV. 3.52 *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	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Inferiore a 5.000	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1	65,9	103,1	100,2
Tra 5.000 e 50.000	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7	55,0	117,9	88,5
Tra 50.000 e 200.000	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3	48,8	113,6	85,0
Tra 200.000 e 2.000.000	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3	38,5	101,4	71,3
Tra 2.000.000 e 20.000.000	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9	35,1	93,9	65,3
Superiore a 20.000.000	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9	52,8	130,4	56,7
TOTALE	44,0	42,3	38,9	33,8	34,3	40,0	39,2	33,9	52,3	111,2	77,0

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

TAV. 3.53 *Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2023 (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	99,7	85,8	78,1	72,0	-	-	99,5
Condominio uso domestico	91,4	90,9	89,8	86,5	-	-	90,7
Attività di servizio pubblico	99,6	84,2	83,8	76,4	77,3	91,8	82,9
Commercio e servizi	105,7	86,8	83,7	69,0	66,8	68,5	81,6
Industria	110,1	90,6	85,2	72,7	65,3	57,5	66,2
Generazione elettrica	94,8	81,8	79,3	69,4	63,9	55,8	57,6
TOTALE	100,2	88,5	85,0	71,3	65,3	56,7	77,0

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nella tavola 3.53 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi del 2023 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).

Nella tavola 3.54 viene mostrato lo spaccato dei clienti con usi domestici (famiglie e condomini) tra le due principali condizioni contrattuali alle quali è avvenuta la fornitura agli stessi per i consumi fino a 200.000 m³/anno sino al 2023, ovvero il servizio di tutela e il mercato libero, con dettaglio per classe dimensionale e andamento nell'ultimo decennio.

TAV. 3.54 *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	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Inferiore a 5.000 m³											
Servizio di tutela	60,2	56,8	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0	62,3	115,7	82,6
Mercato libero	63,7	62,4	60,1	56,8	56,1	60,3	65,5	62,0	67,9	95,3	105,7
Differenziale	5,8%	10,0%	13,9%	19,2%	16,5%	8,1%	8,3%	21,8%	8,9%	-17,6%	28,0%
Tra 5.000 e 50.000 m³											
Servizio di tutela	52,2	44,1	44,7	37,8	39,2	46,4	48,9	39,6	49,3	115,8	75,9
Mercato libero	50,9	47,6	46,1	42,8	43,5	48,6	50,9	44,1	58,0	124,7	89,0
Differenziale	-2,4%	8,0%	3,1%	13,1%	11,1%	4,9%	4,1%	11,1%	17,7%	7,7%	17,3%
Tra 50.000 e 200.000 m³											
Servizio di tutela	50,5	41,9	40,9	36,1	36,1	45,2	44,9	36,7	43,9	117,2	84,5
Mercato libero	43,9	41,4	41,0	37,0	36,3	43,7	44,7	37,3	56,5	122,2	85,0
Differenziale	-13,0%	-1,1%	0,2%	2,6%	0,5%	-3,4%	-0,5%	1,6%	28,7%	4,3%	0,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il servizio di tutela presenta valori più bassi in tutti gli anni e per tutte le classi dimensionali, ad eccezione dei clienti più piccoli (fino a 5.000 m³/anno, in prevalenza singole famiglie) e limitatamente al 2022, anno in cui 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 ritardato, nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni della materia prima gas avvenuta nei mesi successivi all'avvio del conflitto. Tale trasferimento è avvenuto, almeno in parte, nell'anno 2023, nel corso del quale il prezzo sul mercato libero è salito di oltre il 10% mentre nel servizio di tutela è calato di quasi il 30%; conseguentemente, in quest'ultimo anno il rapporto di convenienza risulta completamente riassorbito e ribaltato, in quanto il mercato libero è diventato nuovamente e sensibilmente più oneroso (+28%).

Nelle due classi più grandi (consumi oltre 5.000 m³/anno) si registra invece un calo in entrambi i mercati, ma ciò non è sufficiente a modificare il rapporto di convenienza, che rimane favorevole al servizio di tutela, in particolare per la classe intermedia (tra 5.000 e 50.000 m³/anno), costituita quasi interamente da utenze condominiali. Tale tipologia di utenza caratterizza anche l'ultima classe (tra 50.000 e 200.000 m³/anno), nella quale nell'ultimo anno i due mercati presentano un livello di prezzo sostanzialmente identico. Si tratta comunque di una classe con volumi complessivi molto marginali.

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.).

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 scesa lievemente, passando dal 2,51% al 2,41% dell'intero paniere.

Poiché anche il peso dell'altro segmento energetico regolato dall'Autorità, ovvero l'energia elettrica, è calato (come si è visto nel Capitolo 2 di questo Volume), l'incidenza dei beni energetici regolati dall'Autorità è diminuita, passando dal 5,64% del 2023 al 5,15% 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 6,36% (era il 7% nel 2023).

TAV. 3.55 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	221,3	49,0%	119,1	10,0%	185,8	35,5%
Febbraio	188,2	22,2%	119,3	9,1%	157,8	12,0%
Marzo	161,7	2,3%	118,8	7,6%	136,1	-4,9%
Aprile	180,4	18,1%	119,3	8,2%	151,2	9,2%
Maggio	185,9	18,4%	119,7	7,6%	155,3	10,0%
Giugno	165,8	5,0%	119,7	6,4%	138,5	-1,3%
Luglio	158,6	3,3%	119,7	5,9%	132,5	-2,5%
Agosto	150,5	-13,9%	120,1	5,4%	125,3	-18,3%
Settembre	151,6	-13,9%	120,3	5,3%	126,0	-18,3%
Ottobre	156,1	-34,6%	120,1	1,7%	130,0	-35,7%
Novembre	152,4	-38,2%	119,5	0,7%	127,5	-38,6%
Dicembre	149,4	-38,6%	119,7	0,6%	124,8	-39,0%
ANNO 2023	168,5	-6,4%	119,6	5,6%	140,9	-11,0%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

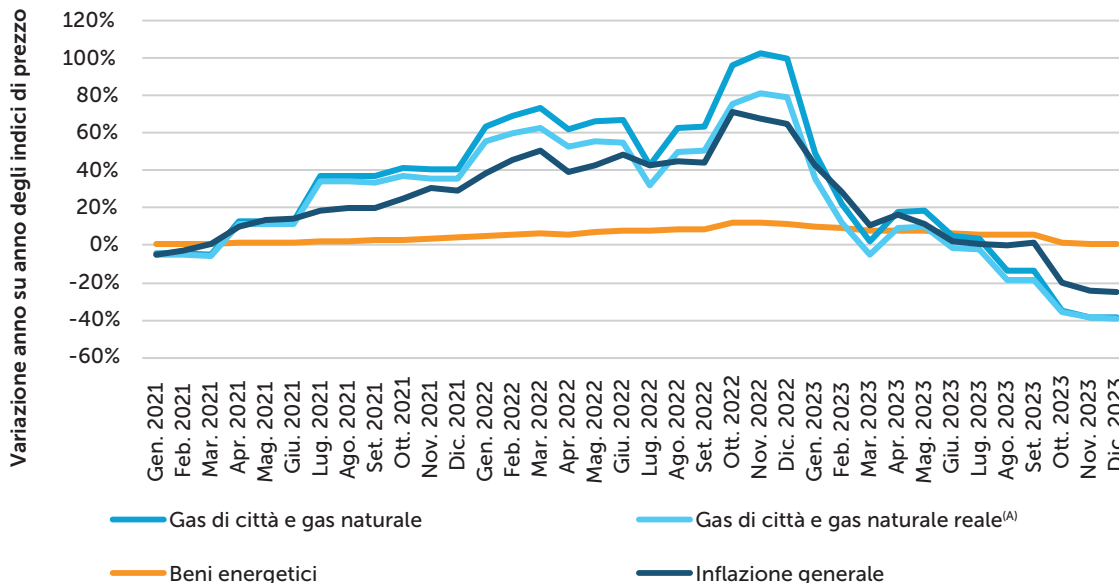
Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

L'indice dei prezzi "Gas naturale e gas di città", che a dicembre 2022 era pari a 243,4, nel corso del 2023 è sceso progressivamente sino a raggiungere il valore di 149,4 a dicembre 2023. Nel corso dell'anno i tassi di variazione a 12 mesi sono cambiati notevolmente, passando dal +49% di gennaio al -38,6% di dicembre, mentre in media d'anno si registra una diminuzione del 6,4%. (Tav. 3.55).

Nell'ultimo triennio i tassi di variazione dei prezzi del gas sono stati prossimi a quelli registrati per l'insieme dei beni energetici sino a metà 2021, a cui è seguito un periodo di circa un anno e mezzo con aumenti del gas nettamente superiori (da luglio 2021 a dicembre 2022); dopo essere ritornati a una sostanziale uniformità nei mesi

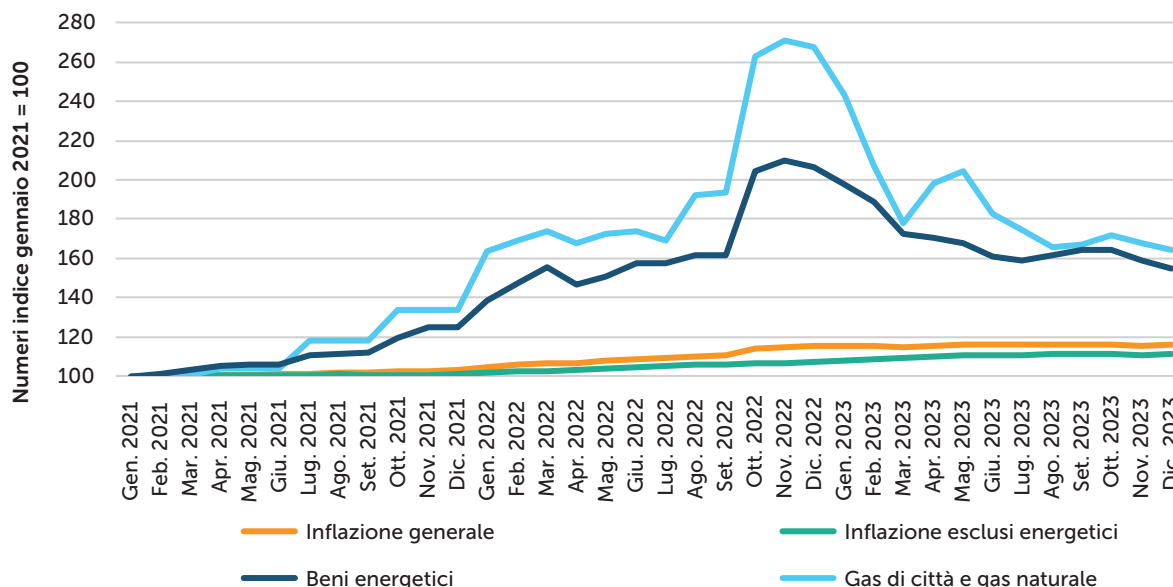
successivi, da agosto 2023 il gas presenta diminuzioni molto più accentuate di quelle del complesso dei beni energetici, in media circa 15 punti in più (Fig. 3.22).

FIG. 3.22 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. 3.23 Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni



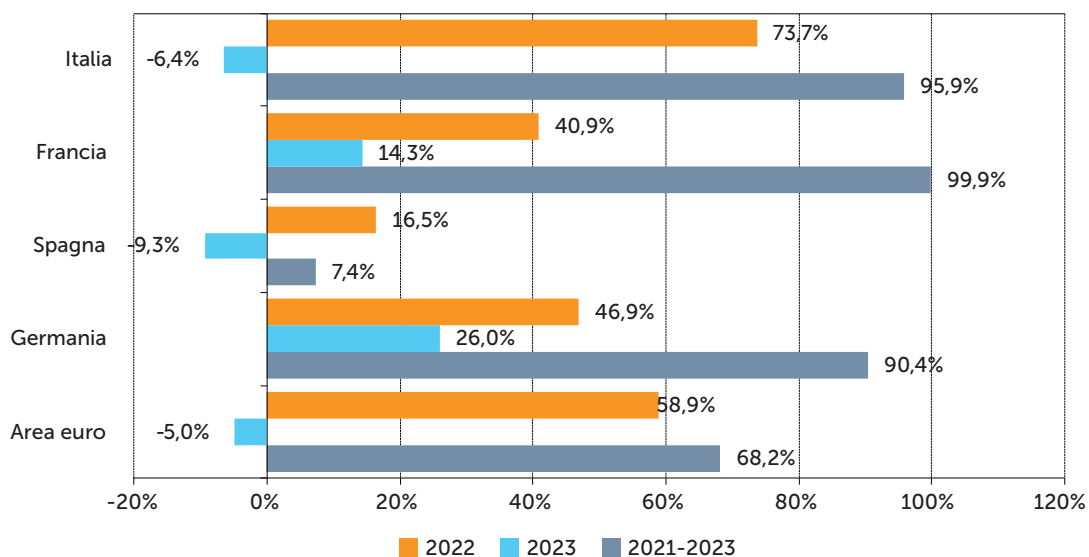
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

Quanto illustrato è ancora più evidente nella figura 3.23, nella quale viene confrontata la dinamica degli indicatori ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2021). L'indice del gas ha mantenuto una tendenza fortemente crescente sino a raggiungere un punto di massimo a novembre 2022, mese nel quale si è osservato

un livello pari a 2,7 volte quello iniziale. A tale andamento è poi seguito un periodo fortemente ribassista, salvo oscillazioni congiunturali, che ha condotto nel dicembre 2023 l'indice a un livello pari a 1,7 volte quello di inizio triennio. L'indice relativo all'insieme dei beni energetici presenta una forte similitudine a quello del gas, sia in termini di andamento che di livello finale, ma un massimo molto meno accentuato.

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. 3.24). Questa analisi mostra che la diminuzione registrata in Italia nel 2023 (-6,4%) è sostanzialmente in linea con la media dell'Area euro (-5%), risulta più contenuta della Spagna (-9,3%), mentre gli altri due principali Paesi europei presentano ancora degli aumenti rilevanti (Francia +14,3%, Germania +26%). Tuttavia, considerando che per l'anno precedente (2022) si registra una situazione opposta (aumenti dei due Paesi molto inferiori a quello italiano), le differenze suddette sono spiegabili principalmente da una diversa articolazione temporale dei forti incrementi verificatisi successivamente all'inizio del conflitto russo-ucraino. Infatti, considerando il complesso dell'ultimo triennio (2021-2023), Italia, Francia e Germania presentano un incremento molto simile, compreso tra il 90 e il 100%, ovvero un sostanziale raddoppio nel livello dei prezzi. Completamente diversa la situazione della Spagna, che presenta un incremento piccolissimo (7,4%), che contribuisce a contenere la media dell'Area euro (+68,9%).

FIG. 3.24 Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

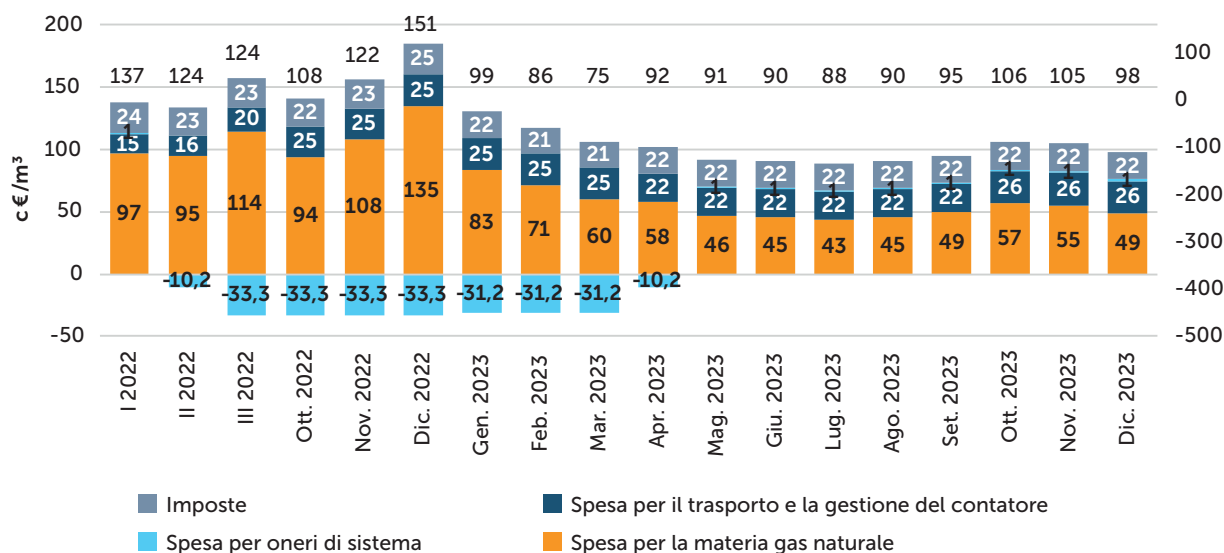
Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo del servizio di tutela (Fig. 3.25). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura⁶⁹ che le società di vendita hanno dovuto offrire alle famiglie sino alla fine del 2023 (accanto alle loro proposte per il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo

⁶⁹ Introdotte con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e disciplinate dall'Allegato A (TIVG) alla delibera ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

annuo di 1.400 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.

FIG. 3.25 Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m³ e riscaldamento individuale)



Fonte: ARERA.

La dinamica del prezzo complessivo dipende molto dall'andamento della componente materia prima gas, per il cui aggiornamento, fino al settembre 2022, è stato utilizzato il riferimento ai prezzi a termine del principale mercato all'ingrosso europeo (TTF *forward*, Olanda). Tale indicatore, in seguito alle turbolenze degli ultimi anni (pandemia, successiva forte ripresa economica con domanda di energia a livelli superiori alle disponibilità dell'offerta, guerra in Ucraina), ha presentato forti incrementi e oscillazioni. Conseguentemente, l'Autorità ha sostituito⁷⁰ tale riferimento con quello relativo ai prezzi effettivi registrati giornalmente nel mercato all'ingrosso italiano (indicatore PSV *day-ahead*), dei quali viene calcolata la media di ciascun mese. In base a tale media viene calcolato il valore della componente materia gas, e l'aggiornamento avviene con cadenza mensile anziché trimestrale come in precedenza, in modo da rispecchiare in modo più tempestivo l'andamento effettivo del mercato. Questa nuova metodologia di calcolo, applicata a partire dal mese di ottobre 2022, si è affiancata alle iniziative adottate dal Governo e dall'Autorità per contenere l'impatto degli aumenti nei prezzi all'ingrosso sui clienti finali. In particolare, alla fine di marzo 2022 è stata introdotta⁷¹ una componente negativa di prezzo (pari a circa 10 €/cent/m³, nell'ambito dell'elemento UG2) a favore dei clienti più piccoli (cioè consumi fino a 5.000 m³/anno), la cui entità è poi stata sostanzialmente triplicata alla fine di giugno⁷² dello stesso anno, per essere poi gradualmente ridotta a partire da gennaio 2023 e sino al suo annullamento nel mese di maggio 2023. A sua volta tale misura si è aggiunta a quelle già disposte nel settembre del 2021, ovvero l'azzeramento⁷³ degli altri oneri di sistema e l'abbassamento⁷⁴ dell'aliquota IVA al 5%.

70 Delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas.

71 Delibera 30 marzo 2022, 148/2022/R/gas.

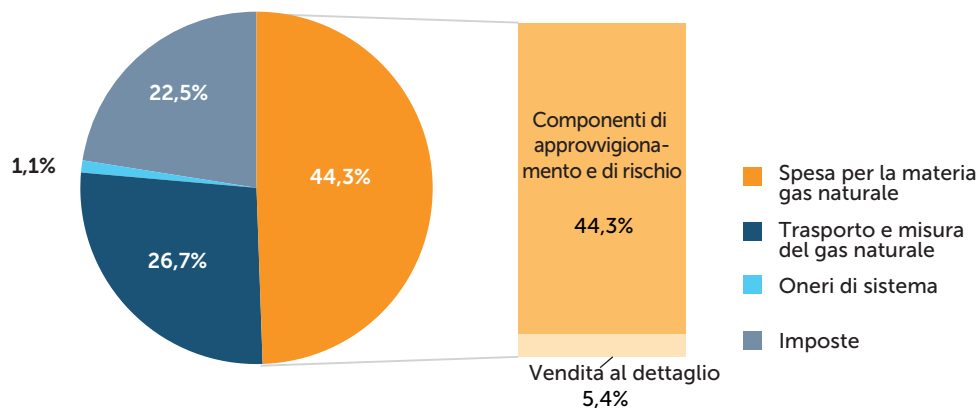
72 Delibera 30 giugno 2022, 296/2022/R/gas.

73 Delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com.

74 Decreto legge 27 settembre 2021, n. 130.

Per effetto degli avvenimenti e degli interventi sopra indicati, la componente di prezzo materia energia è salita continuativamente nella fase di ripresa *post-pandemica*, fino a raggiungere i 96,6 €cent/m³ del primo trimestre del 2022. L'introduzione della componente negativa di prezzo sopra descritta ha consentito una riduzione di 1,7 €cent/m³ nel secondo trimestre 2022, nonostante gli incrementi nei prezzi all'ingrosso, mentre la successiva diminuzione di questi ultimi e l'applicazione della nuova metodologia di aggiornamento hanno consentito un calo di ben 20 €cent/m³ nell'ottobre del 2022. Si è trattato però di una parentesi, in quanto la forte domanda scaturita dalla massimizzazione del riempimento degli stoccaggi per fare fronte ai fabbisogni invernali in assenza di gran parte delle forniture russe (a causa delle sanzioni applicate in seguito all'insorgere del conflitto in Ucraina) ha determinato nuovi forti aumenti nei prezzi all'ingrosso, che si sono riverberati in un incremento della componente materia energia di 14 €cent/m³ a novembre e ben 27 €cent/m³ a dicembre 2022, raggiungendo il massimo storico. Infatti, già a gennaio 2023 si è manifestato un forte calo (circa 50 €cent/m³), seguito da altre diminuzioni a febbraio e marzo (12 e 11 €cent/m³). Ulteriori riduzioni della componente materia prima vi sono state in aprile e in maggio (nell'insieme 13 €cent/m³), sebbene i clienti finali non ne abbiano beneficiato perché il prezzo totale ha complessivamente registrato un aumento. Ciò in quanto, come descritto poco sopra, negli stessi mesi è stata eliminata gran parte della componente negativa di prezzo. Nel successivo periodo estivo (giugno-agosto) vi è stata una sostanziale stabilità; nel periodo autunnale si è registrato un nuovo rialzo (circa 10 €cent/m³), che è stato in gran parte riassorbito nel dicembre 2023. Il valore di tale mese (48,6 €cent/m³) è rimasto comunque superiore ai livelli pre-pandemici di oltre il 60%.

FIG. 3.26 *Composizione percentuale al 31 dicembre 2023 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m³ e riscaldamento individuale)*



Fonte: ARERA.

Come accennato, il prezzo finale (comprensivo di imposte) riflette da vicino l'andamento della componente materia gas: dopo essere sceso a circa 108 €cent/m³ nell'ottobre 2022 grazie all'introduzione della componente negativa e a temporanei ribassi nei mercati all'ingrosso, è poi salito sino al massimo storico di 151 €cent/m³ a dicembre 2022, per poi dimezzarsi (75 €cent/m³) già a marzo 2023; l'eliminazione della componente negativa ha determinato un rialzo a un livello intorno a 90 €cent/m³ che è poi rimasto sostanzialmente stabile nel periodo da aprile a settembre. Il consueto aumento autunnale ha determinato valori intorno a 105 €cent/m³ nei mesi di ottobre e novembre, mentre a dicembre 2023, che è l'ultimo mese di vigenza del servizio di tutela⁷⁵, si è scesi a 97,8 €cent/m³. Tale valore è superiore ai livelli pre-pandemici di circa il 30%.

⁷⁵ Dal 1° gennaio 2024 è attivo il servizio di tutela della vulnerabilità, riservato ad alcune categorie di clienti finali (ultra settantacinquenni, disabili, titolari di bonus sociale, abitanti in strutture di emergenza a seguito di calamità), come previsto dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, convertito con legge 21 settembre 2022, n. 142.

TAV. 3.56 Imposte sul gas nel 2023 (in c€/m³)

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 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						
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)						
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
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^(C)	5%	5%	5%	5%	5%	5%

(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) L'aliquota del 5% è stata temporaneamente fissata da alcuni provvedimenti governativi fino alla fine del 2023.

Fonte: ARERA.

A dicembre 2023 il prezzo per la famiglia italiana con consumi di 1.400 m³ e un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.26) è costituito per il 77,8% da componenti a copertura dei costi e per il restante 22,5% 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 26,7%, gli oneri di sistema⁷⁶ costituiscono

76 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).

una quota minimale (1,1%), mentre la materia gas (comprensiva dei costi di vendita) è la voce principale, pari a circa la metà del totale (49,7%).

La tavola 3.56 mostra, infine, il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale nel 2023. Rispetto ai valori ivi contenuti, a gennaio 2024 sono tornate in vigore le aliquote IVA ordinarie, cioè quelle precedenti alle iniziative adottate dal Governo per contenere l'impatto degli aumenti nei prezzi all'ingrosso sui clienti finali, vale a dire il 10% per gli usi civili fino a 480 m³/anno e per gli usi industriali, il 22% per gli usi civili oltre 480 m³/anno.

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 2011⁷⁷ 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. Come detto, nella componente di approvvigionamento rientra anche l'imposta di fabbricazione, che 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.

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, l'Autorità ha disposto⁷⁸ 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.

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)⁷⁹. Ai sensi dell'RTDG, sono oggetto di regolazione le reti canalizzate gestite in concessione e che servono almeno 300 punti di 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.

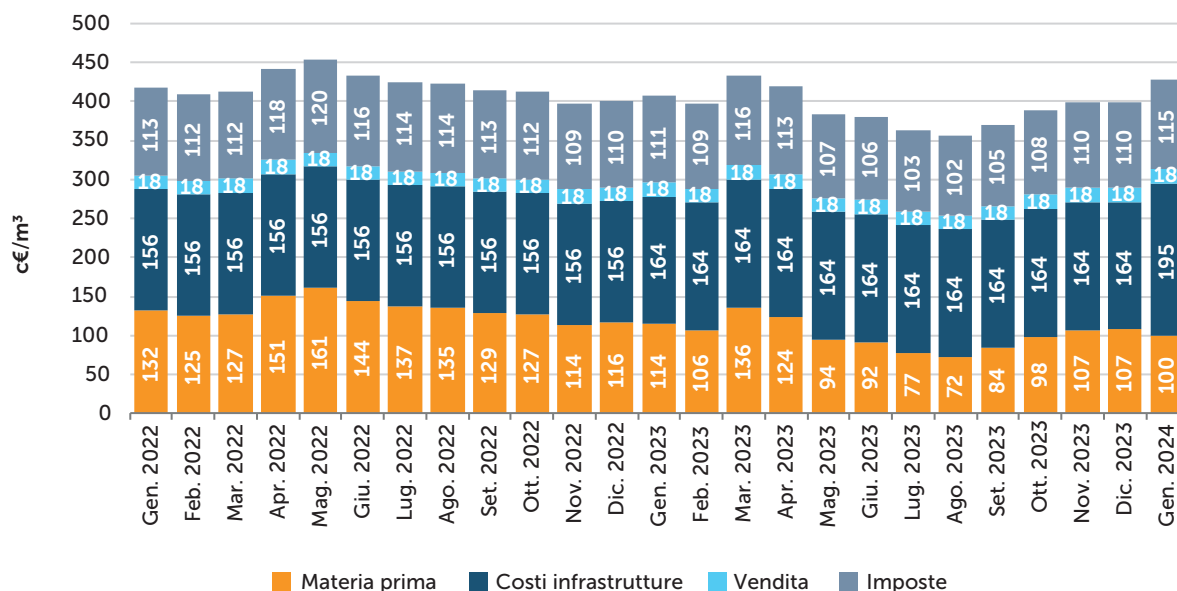
⁷⁷ Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

⁷⁸ Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.

⁷⁹ Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

La componente relativa alla vendita al dettaglio è stata modificata nel 2015⁸⁰, introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, pari a 36 euro per punto di riconsegna per anno⁸¹.

FIG. 3.27 Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m³)



Fonte: ARERA.

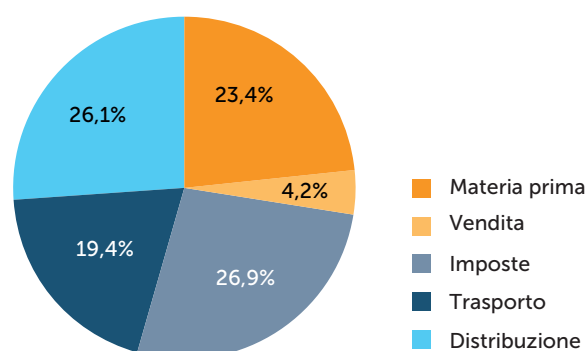
L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.27. Le variazioni del prezzo sono determinate essenzialmente dalle oscillazioni della componente materia prima, che riflette la volatilità delle quotazioni internazionali del propano che è stata particolarmente accentuata nell'ultimo triennio, nel corso del quale si è passati dal valore minimo di 66 c€/m³ del gennaio 2021, ancora in fase pandemica, al massimo di 161 c€/m³ del maggio 2022, effetto delle turbolenze indotte dall'inizio della guerra in Ucraina; mentre nei mesi successivi si sono verificate variazioni più contenute e di carattere stagionale.

Al 1° gennaio 2024 il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m³ di GPL è pari a 428,6 c€/m³ e risulta costituito per il 73,1% da componenti a copertura dei costi e per il restante 26,9% da imposte. Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo per il 23,4%, la commercializzazione al dettaglio il 4,2%, la distribuzione su rete locale il 26,1%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione costituiscono il 19,4% (Fig. 3.28).

80 Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.

81 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. 3.28 Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m³) al 1° gennaio 2024



Fonte: ARERA.

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 2020-2023 è disciplinata dalla delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas.

Il presente paragrafo illustra l'andamento relativo alle attività oggetto di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas con riferimento all'anno 2023. Nello specifico, gli aspetti che riguardano le caratteristiche della rete e la sicurezza del servizio di trasporto sono illustrati nelle tavole dalla 3.57 alla 3.65.

TAV. 3.57 Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2023

LUNGHEZZA RETI	KM
Estensione della rete al 31/12/2022	35.211
Estensione della rete al 31/12/2023	35.164
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza	35.155
Lunghezza rete sottoposta a ispezione non invasiva	11.754
Lunghezza rete ispezionata con "pig" ^(A)	1.997
Percentuale di rete ispezionata con "pig"	5,7%

(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. 3.58 Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2023

LUNGHEZZA RETI	KM
Rete maggiormente esposta a condizioni di rischio	19.399
- di cui ispezionabile con "pig" ^(A)	14.270
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza	19.303
Lunghezza rete sottoposta a ispezione	3.483
Lunghezza rete ispezionata con "pig" ^(A)	1.997

(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 Protezione catodica delle reti nel 2023

ESTENSIONE RETI	KM
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	35.061
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	84
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	10
ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO	35.155
Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace	99,7%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.60 Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2023

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.436
Sistemi non telesorvegliati	33
Percentuale di sistemi telesorvegliati	99%
Punti di misura telesorvegliati	15.807
Punti di misura non telesorvegliati	23.071
Percentuale di punti di misura telesorvegliati	41%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.61 Impianti di odorizzazione nel 2023

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
CLIENTI AL 31/12/2020	
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto	5.507
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto con uso domestico o simile	1.943
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto a cui viene odorizzato il gas riconsegnato	702
IMPIANTI	
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	154
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	13

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.62 *Numero di emergenze di servizio*

CAUSE	2022	2023
Per cause di forza maggiore	1	2
Per causa di terzi	3	4
Per causa dell'impresa di trasporto	9	3
Mancata copertura fabbisogno gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0	0
TOTALE	13	9
Numero di emergenze che hanno determinato interruzioni del servizio	13	7

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.63 *Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio*

ADESIONI	2022	2023
Adesioni degli utenti	134	135
Adesioni delle imprese distributrici	167	205
TOTALE ADESIONI	301	340

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.64 *Dispersioni localizzate*

ADESIONI	2022	2023
Dispersioni localizzate da attività ispettiva	37	21
Dispersioni localizzate su segnalazione di terzi	16	29
TOTALE DISPERSIONI LOCALIZZATE	53	50

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.65 *Eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite di gas*

EVENTI	2022	2023
Numero di eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite controllate di gas	10.123	2.054
Numero di eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite incontrollate di gas	24	32
TOTALE EVENTI CHE HANNO DATO LUOGO A FUORIUSCITE DI GAS	10.147	2.086
Volume complessivo (m³ standard)	3.887.718	4.623.3247

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole dalla 3.66 alla 3.69 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. 3.66 Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2023

NUMERO E DURATA	INTERRUZIONI CON PREAVVISO	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO	
		DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO	NON DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO
Numero di interruzioni	463	16	8
Numero di utenti coinvolti	8.506	314	178
Numero di city gate coinvolti	202	12	4
Durata media (ore)	55	108	29
Numero di interventi con carro bombolaio organizzati e attivati dall'impresa di trasporto	186	10	6

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.67 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2023

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	200
Adesioni delle imprese distributrici	143
TOTALE ADESIONI	343

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.68 Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2023

PDR ATTIVI AL 31/12/2023	RELATIVI A CLIENTI FINALI ALLACCIATI DIRETTAMENTE ALLA RETE DI TRASPORTO	RELATIVI A CITY GATE
RILEVAZIONE IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA		
PdR con capacità conferita ≥ 100.000 S(m ³)/g	205	532
PdR con capacità conferita compresa tra 50.000 e 100.000 S(m ³)/g	191	467
RILEVAZIONE NON IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA		
PdR con capacità conferita ≥ 100.000 S(m ³)/g	0	0
PdR con capacità conferita compresa tra 50.000 e 100.000 S(m ³)/g	0	6

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.69 *Casi di mancato rispetto nel 2023 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	6
Causa di terzi	0
Mancata copertura del fabbisogno di gas	0
Causa dell'impresa di trasporto	24
PER TIPO DI PUNTO DI RICONSEGNA	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	1
City gate	29
TOTALE	30

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.70 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2023*

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO (GIORNI)	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di irricevibilità della richiesta di trasferimento di capacità (art. 26)	1 giorno lavorativo	4	0,5	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato (art. 27)	2 giorni lavorativi	21	1,2	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato relative a sessioni di aggiustamento (art. 28)	5 giorni lavorativi	46	0,9	0
Tempo di ripristino di un applicativo informatico a seguito di un malfunzionamento (art. 29)	6 ore	136	2,0	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti (art. 30)	40 giorni lavorativi	89	21,8	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura (art. 31)	10 giorni lavorativi	36	4,1	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte (art. 32)	5 + 15 giorni lavorativi	1.671	0,8	0
Tempo di risposta motivata a reclami scritti (art. 33)	20 giorni lavorativi	0	0,0	0
TOTALE	-	2.003	-	-

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

La qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale disciplina le prestazioni richieste alle imprese di trasporto dagli utenti del servizio, o dai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, attraverso standard specifici di qualità e le prestazioni soggette a indennizzo automatico per gli utenti del servizio di trasporto (Tav. 3.70).

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)⁸² 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.

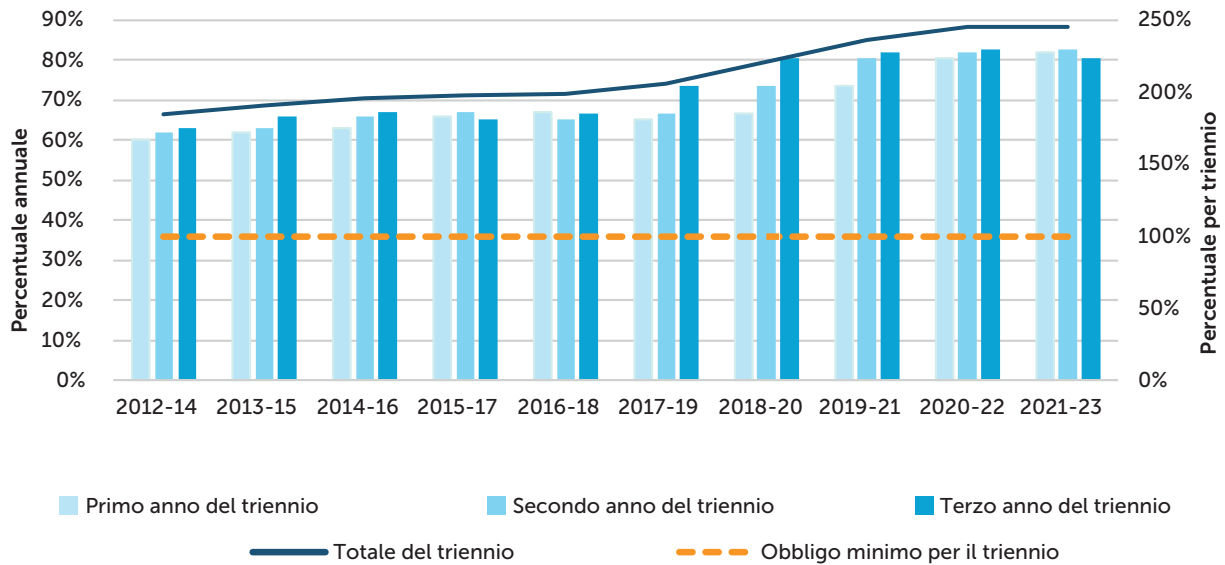
I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano in alcuni casi l'andamento della sicurezza del settore del gas dal 2009 (o successivi) al 2023, in altri rappresentano l'esito dell'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione Annuale*. Tutti i dati relativi alle annualità precedenti 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. Nei prossimi anni, con l'adozione, da parte del Parlamento e del Consiglio europei, del regolamento – attualmente in fase finale di approvazione – sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia, le dispersioni e le fuoriuscite di gas assumeranno maggiore importanza, sia perché dovranno essere rilevate e riparate immediatamente dopo il loro rilevamento (se al di sopra di determinati livelli) in tempi che garantiscano la sicurezza fisica del sistema, sia perché dovranno essere quantificate e limitate per ridurre i livelli di emissione del gas naturale, secondo soltanto all'anidride carbonica in termini di contributo complessivo ai cambiamenti climatici.

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 3.29 e 3.30 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.

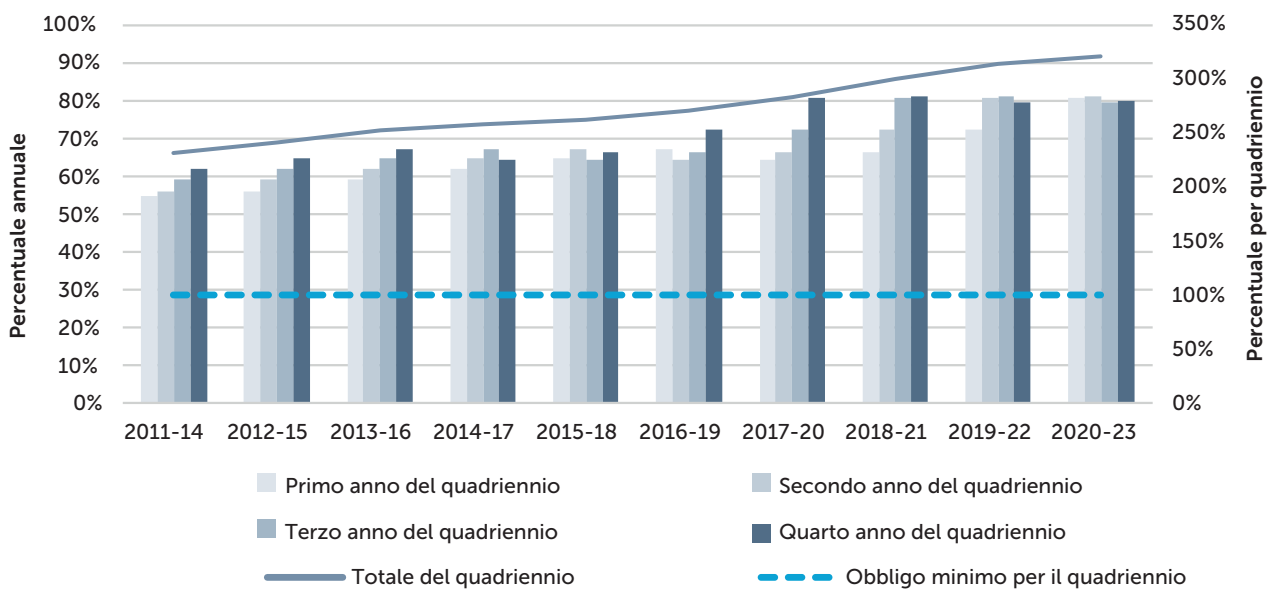
82 Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 569/209/R/gas.

FIG. 3.29 Percentuale di rete in alta/media pressione ispezionata dal 2014 per triennio



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.30 Percentuale di rete in bassa pressione ispezionata dal 2014 per quadriennio



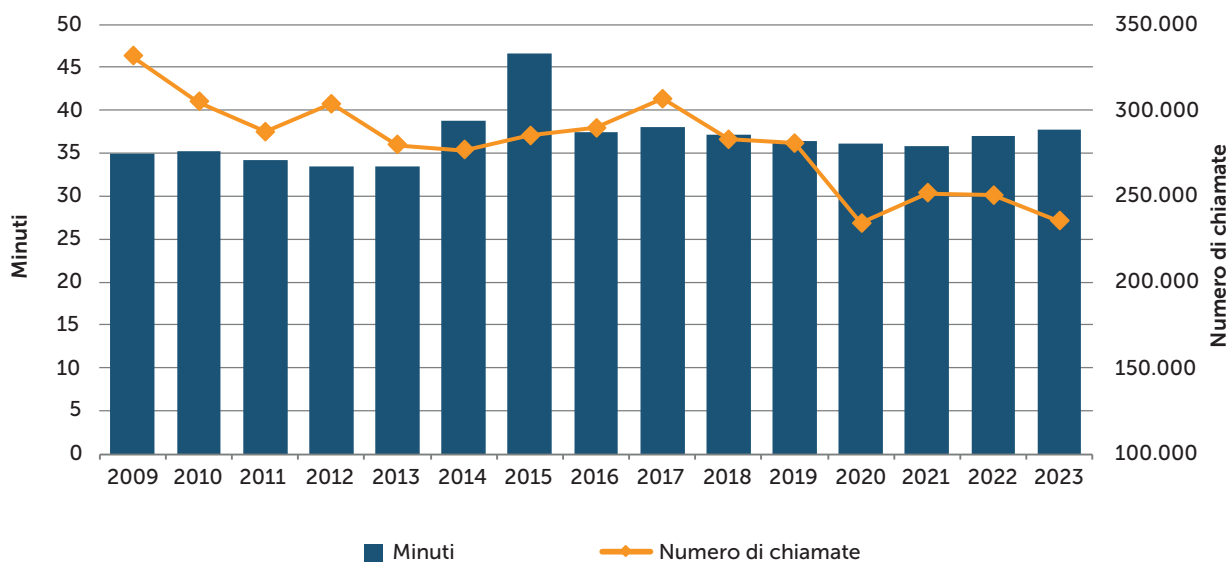
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Rispetto al 2022 si registra, per il 2023, una diminuzione della percentuale di ispezione delle reti in AP/MP e un lieve aumento della rete in BP. Per quanto riguarda la percentuale totale del periodo di riferimento, comunque ampiamente sopra il minimo d'obbligo, è crescente per la rete in BP e pressoché stabile per la rete in AP/MP.

Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.31 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2023. Il valore medio nazionale è quasi di 38 minuti, lievemente aumentato rispetto al 2022. Inoltre, la percentuale di rispetto del tempo massimo di arrivo entro 60 minuti risulta del 99,8% a

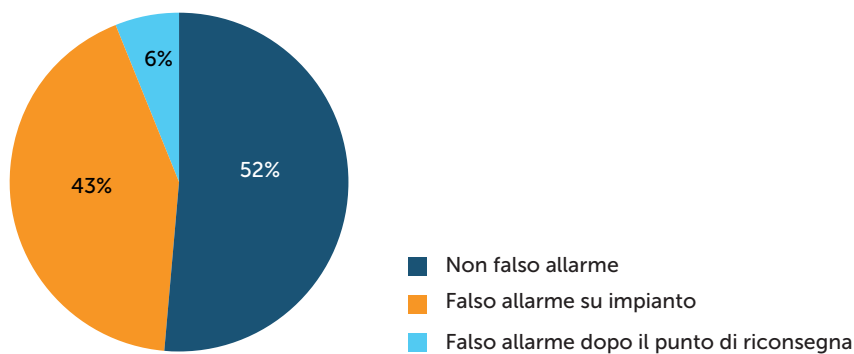
fronte di un obbligo di almeno il 90%; tale percentuale è calcolata non considerando le chiamate per cui il tempo di intervento sia stato superiore ai 60 minuti per forza maggiore o colpa di terzi.

FIG. 3.31 Pronto intervento su impianto di distribuzione e tempo di arrivo sul luogo di chiamata dal 2009



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all’Autorità.

FIG. 3.32 Percentuale di chiamate falso allarme 2023



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all’Autorità.

L’obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dall’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. Inoltre, va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi. Per questo motivo, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

Quasi la metà delle chiamate ai centralini di pronto intervento si rivela in realtà un falso allarme. La figura 3.32 mostra le percentuali di chiamate poi rivelatesi falso allarme suddivise tra quelle su impianto di distribuzione e a valle del punto di riconsegna.

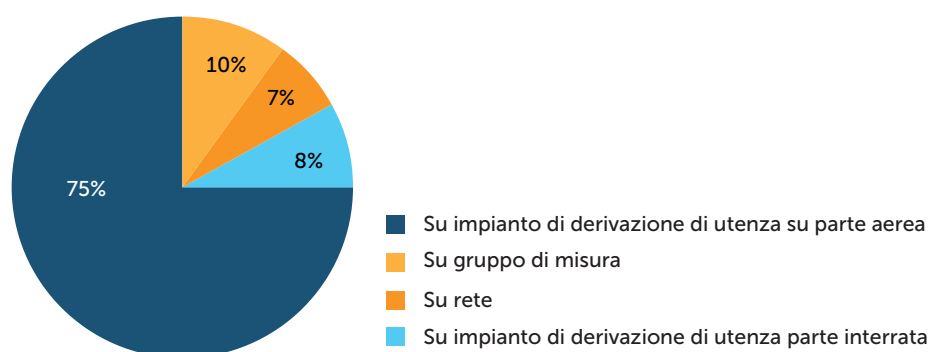
TAV. 3.71 Numero di dispersioni risolte entro le tempistiche indicate negli anni 2021-2023

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%

(A) Anno di eliminazione.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.33 Percentuale di posizione di localizzazione delle dispersioni nel 2023



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

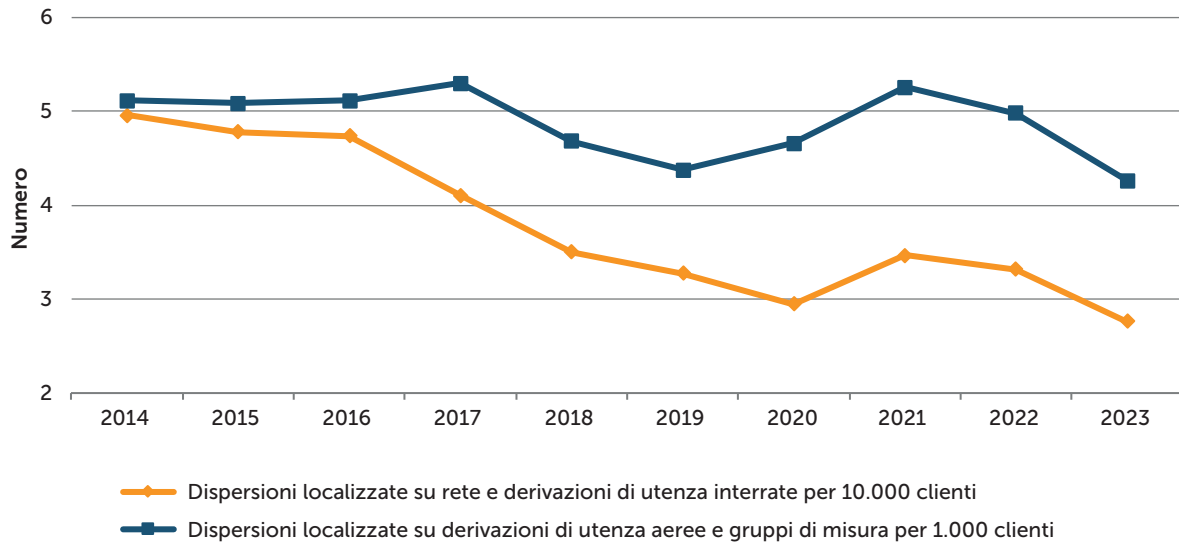
La tavola 3.71 riepiloga il numero di dispersioni risolte, entro ed oltre le tempistiche previste da normativa, dagli esercenti negli anni dal 2021 al 2023 a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi, suddivise per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, 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 sempre crescente nei tre anni con dati disponibili.

La figura 3.33 illustra la percentuale di localizzazione, suddivisa tra rete, misuratori, impianto di derivazione utenza interrata o aerea, delle dispersioni totali localizzate nel 2023. La grandissima parte (tre quarti del totale) delle dispersioni è localizzata sulle parti aeree degli impianti di derivazione.

La figura 3.34 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 e 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 quelle localizzate a seguito di chiamata di terzi o di personale proprio). Nel 2023 le dispersioni localizzate su rete e sulla parte interrata delle derivazioni di utenza, dispersioni di norma più pericolose, sono in diminuzione sia in valore assoluto che in valore percentuale rispetto ai clienti.

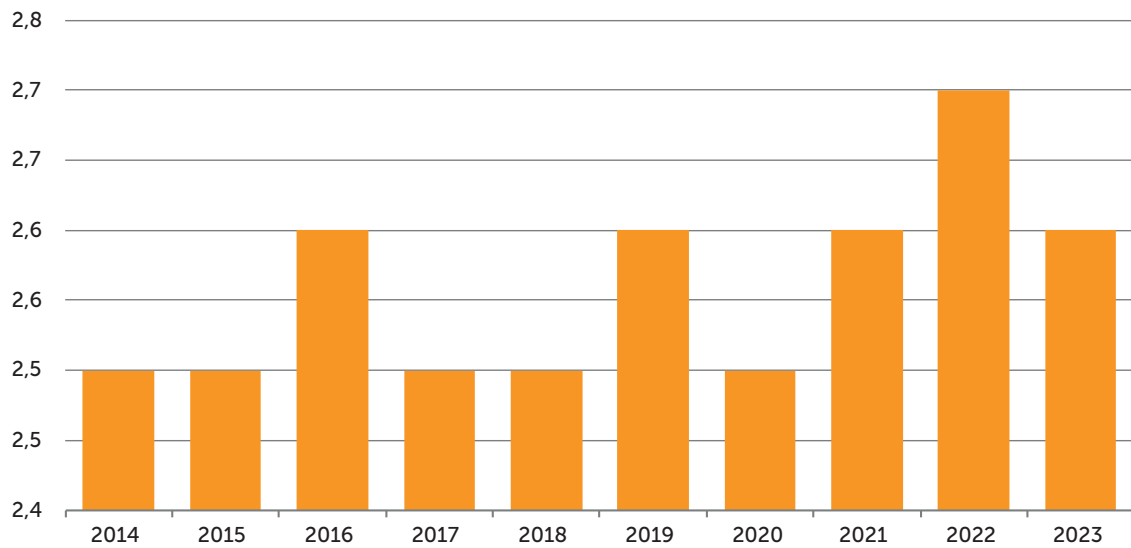
FIG. 3.34 Numero di dispersioni localizzate rispetto ai clienti



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La figura 3.35 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 2023 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 maggiore 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 di tre volte a quello minimo previsto.

FIG. 3.35 Numero totale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Passando alle *performance* relative alle maggiori imprese di distribuzione per l'anno 2023, vale a dire quelle con più di 100.000 clienti, le tavole dalla 3.72 alla 3.74 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 3.72 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.

La tavola 3.73 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 3.74 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni nelle reti per l'anno 2023 (incluse quelle alimentate da gas diversi dal gas naturale).

TAV. 3.72 Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2023

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	FALSO ALLARME	CASI	FALSO ALLARME	
Italgas Reti	6.371.702	60.279	29.626	5.444	3.209	65.723
2I Rete Gas	4.860.123	59.111	23.961	6.565	2.245	65.676
Inrete Distribuzione Energia	1.134.930	11.395	3.412	1.726	752	13.121
Unareti	1.047.069	10.374	4.983	1.893	632	12.267
Toscana Energia	798.220	9.356	4.625	1.178	756	10.534
iReti gas	712.780	6.398	2.051	706	24	7.104
Centria	402.583	3.245	1.843	900	569	4.145
Ap Reti Gas	345.447	3.208	992	528	198	3.736
Acegasapsamga	290.565	1.884	748	891	206	2.775
Retipiù	284.212	3.073	1.885	650	253	3.723
Erogasmet	277.898	3.293	1.634	391	16	3.684
V-Reti	254.442	2.922	882	746	298	3.668
Lereti	247.476	1.593	684	377	143	1.970
Ld Reti	238.624	3.314	1.502	681	372	3.995
Ap Reti Gas Nord Est	185.846	1.724	899	351	102	2.075
Adrigas	174.459	1.294	521	465	198	1.759
Novareti	168.684	654	223	390	84	1.044
Amg Energia	163.167	3.656	1.212	504	375	4.160
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.694	972	395	162	43	1.134
Azienda Municipale Gas	125.296	1.484	911	479	387	1.963
Adistribuzioneegas	124.964	1.236	780	225	110	1.461
As Retigas	120.494	1.165	312	195	71	1.360
Edma Reti Gas	117.025	1.283	737	291	159	1.574
Società Impianti Metano	112.541	1.653	554	125	17	1.778
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	110.838	1.068	305	172	48	1.240
TOTALE	18.819.079	195.634	85.677	26.035	11.267	221.669

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.73 Rete ispezionata (in km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2020-2023 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2021-2023 (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	33.731	133.453	396%	26.959	80.289	298%
2I Rete Gas	40.818	108.459	266%	30.175	71.249	236%
Inrete Distribuzione Energia	5.605	13.998	250%	8.962	14.138	158%
Unareti	4.215	11.960	284%	812	1.865	230%
Toscana Energia	4.702	18.380	391%	3.308	9.631	291%
iReti gas	4.202	17.046	406%	3.501	10.643	304%
Centria	3.159	11.313	358%	2.780	6.981	251%
Ap Reti Gas	4.469	14.491	324%	2.546	6.321	248%
Acegasapsamga	2.469	9.702	393%	872	2.567	294%
Retipiù	2.166	8.424	389%	686	1.966	286%
Erogasmet	2.587	10.458	404%	1.178	3.578	304%
V-Reti	1.933	7.105	368%	903	2.338	259%
Lereti	1.887	7.194	381%	510	1.444	283%
Ld Reti	2.050	7.524	367%	899	2.263	252%
Ap Reti Gas Nord Est	1.793	5.711	318%	624	1.244	199%
Adrigas	1.290	2.774	215%	1.458	2.464	169%
Novareti	1.734	1.793	103%	890	927	104%
Amg Energia	590	948	161%	338	462	137%
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.845	7.254	393%	764	2.243	294%
Azienda Municipale Gas	497	1.891	381%	141	409	291%
Adistribuzione gas	1.066	2.867	269%	594	1.196	201%
As Retigas	1.029	1.440	140%	1.175	1.290	110%
Edma Reti Gas	636	2.544	400%	667	1.999	300%
Società Impianti Metano	1.074	4.298	400%	600	1.801	300%
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.174	3.094	264%	433	840	194%
TOTALE	126.717	414.118	327%	91.774	230.149	251%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.74 Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2023 (lunghezza reti in km)

ESERCENTE	LUNGHEZZA RETE IN KM AL 31 DICEMBRE	NUMERO DI DISPERSIONI RISOLTE NEI TEMPI PREVISTI	NUMERO DI DISPERSIONI RISOLTE OLTRE I TEMPI PREVISTI	TOTALE DISPERSIONI PER KM	TOTALE DISPERSIONI RISOLTE OLTRE I TEMPI/1000 DISPERSIONI
Italgas Reti	61.601	41.484	0	0,67	0,0
2I Rete Gas	71.909	24.033	0	0,33	0,0
Inrete Distribuzione Energia	14.589	6.059	0	0,42	0,0
Unareti	5.176	8.275	0	1,60	0,0
Toscana Energia	8.107	5.984	0	0,74	0,0
Ireti gas	7.926	3.424	1	0,43	0,3
Centria	6.136	867	0	0,14	0,0
Ap Reti Gas	7.126	888	0	0,12	0,0
Acegasapsamga	3.374	933	0	0,28	0,0
Retipiù	2.869	1.729	93	0,64	51,0
Erogasmet	3.856	1.207	0	0,31	0,0
V-Reti	2.844	985	0	0,35	0,0
Lereti	2.445	549	0	0,22	0,0
Ld Reti	2.958	998	0	0,34	0,0
Ap Reti Gas Nord Est	2.354	386	0	0,16	0,0
Adrigas	2.758	568	0	0,21	0,0
Novareti	2.734	271	0	0,10	0,0
Amg Energia	931	1.422	0	1,53	0,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.624	784	0	0,30	0,0
Azienda Municipale Gas	646	431	0	0,67	0,0
Adistribuzionegas	1.682	257	0	0,15	0,0
As Retigas	2.211	382	0	0,17	0,0
Edma Reti Gas	1.306	468	0	0,36	0,0
Società Impianti Metano	1.695	749	0	0,44	0,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.621	284	0	0,18	0,0
TOTALE	221.477	101.698	1.808	0,47	17,5

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

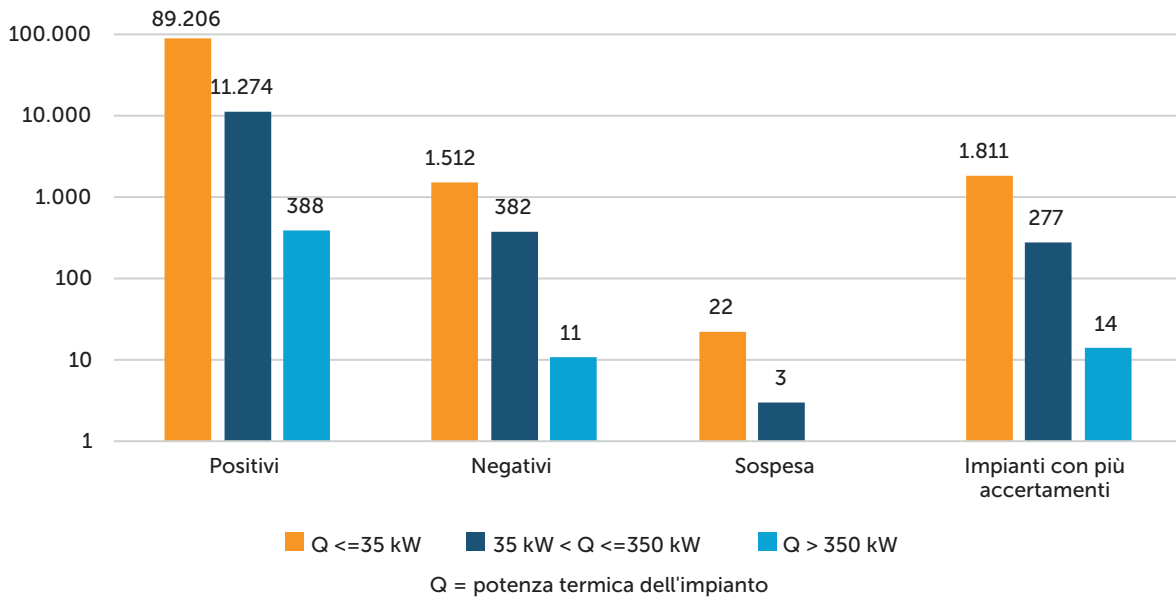
Accertamenti delle imprese di distribuzione sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le figure riportate 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 2023 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.

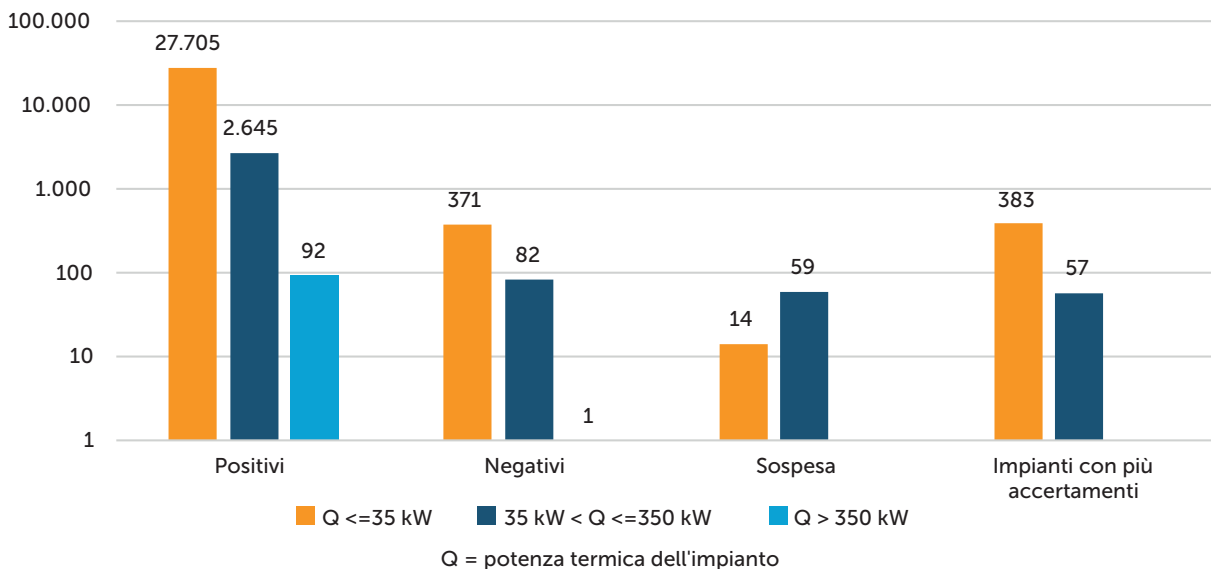
La figura 3.36 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la figura 3.37 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

FIG. 3.36 Accertamenti effettuati nel 2023 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.37 Accertamenti effettuati nel 2023 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Nella tavola 3.75 sono riportati i dati relativi alle verifiche effettuate nel 2023 da parte dei comuni sugli impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati nell'anno precedente il cui accertamento abbia avuto esito positivo.

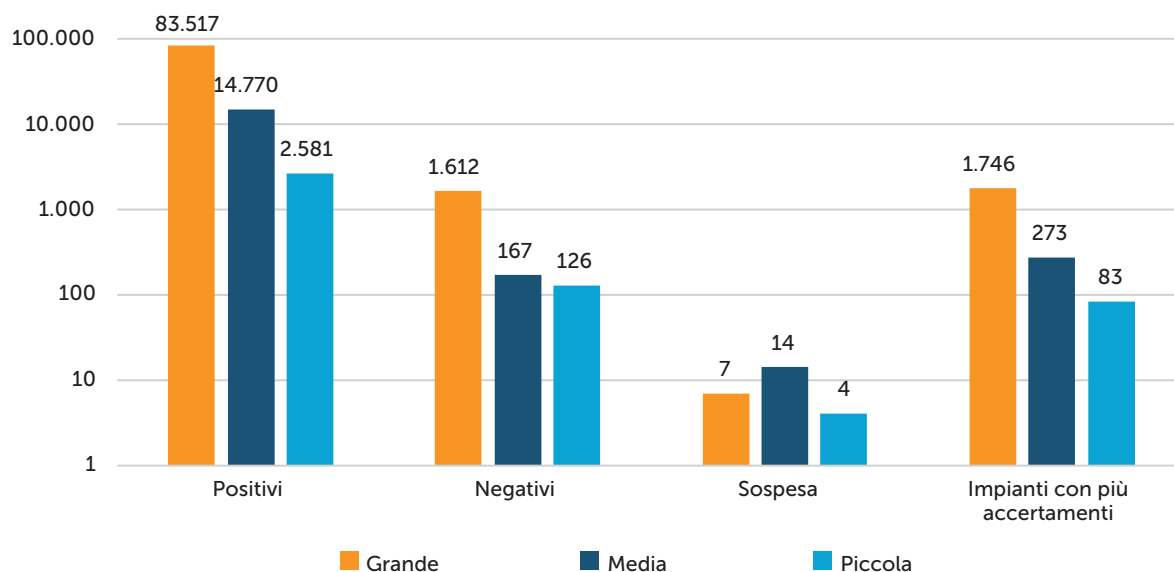
TAV. 3.75 Verifiche eseguite nel 2023 dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2022 con accertamento positivo

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2022	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2022	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	46.088	18	5.977	5
> 35 kW e ≤ 350 kW	7.934	2	1.147	0
> 350 kW	254	0	44	0
TOTALE	54.276	20	7.168	5

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Infine, la figura 3.38 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributtrice relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la figura 3.39 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributtrice relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

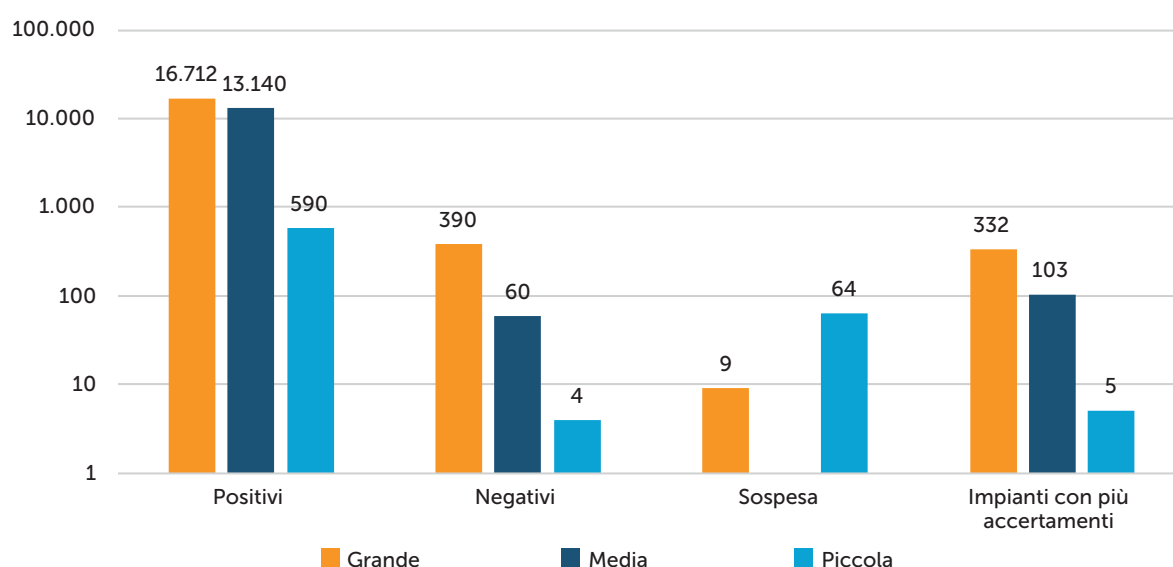
FIG. 3.38 Accertamenti nel 2023 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione^(A) dell'impresa distributtrice



(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. 3.39 Accertamenti nel 2023 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: $10.000 \leq$ clienti < 100.000 ; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

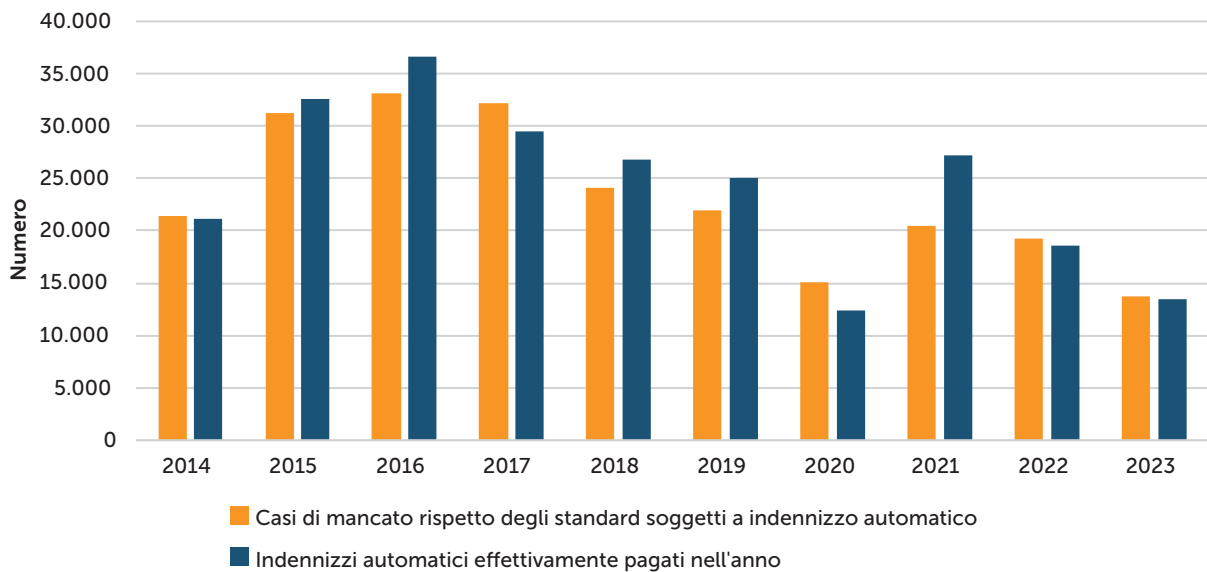
Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

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 3.40 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 2023 registra una diminuzione rispetto al 2022 con riferimento sia ai casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità sia agli indennizzi automatici pagati. Nel 2023 a fronte di 13.696 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 13.405 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a circa 0,68 milioni di euro.

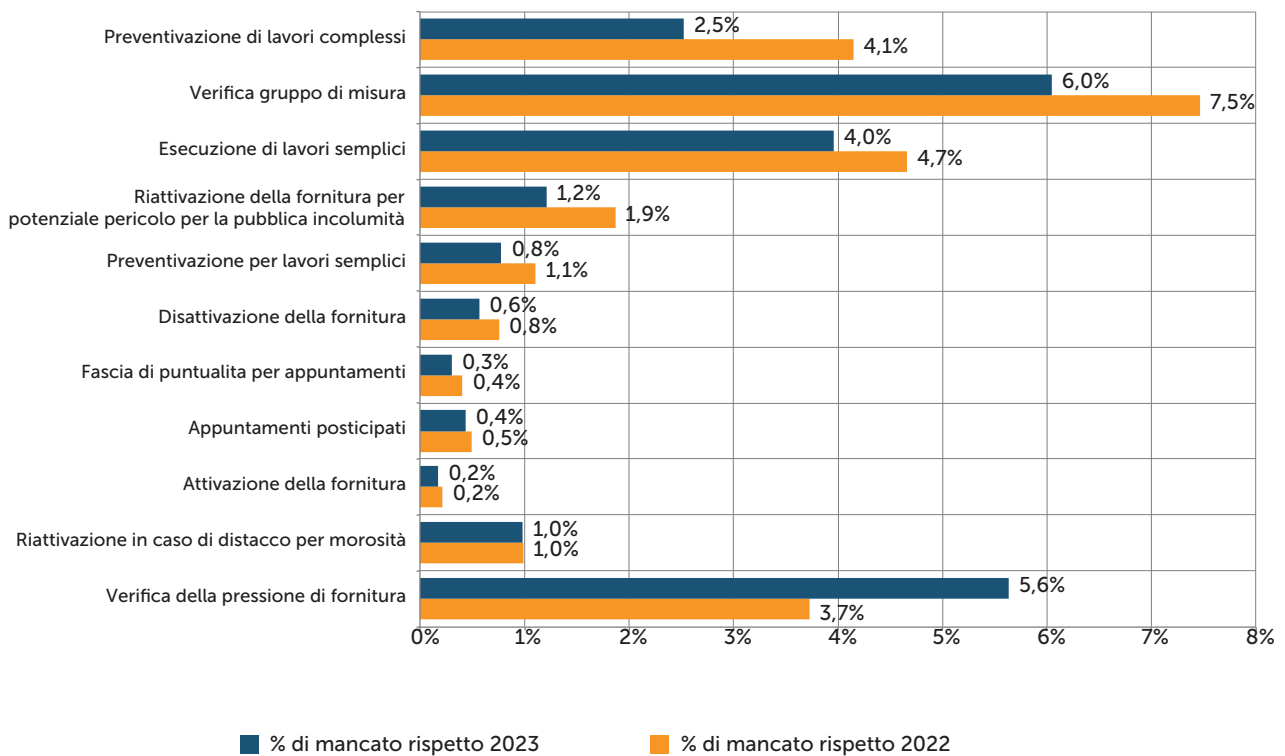
Passando poi ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.41) con riferimento a tutte le classi dei gruppi di misura e all'anno 2023, si osserva che la percentuale di mancato rispetto è diminuita in modo significativo rispetto al 2022 per la verifica della pressione di fornitura, unica prestazione in calo, mentre è aumentata per la preventivazione di lavori complessi, la verifica del gruppo di misura, l'esecuzione di lavori semplici, 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 personalizzati, seguita dall'attivazione e disattivazione della fornitura.

FIG. 3.40 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.

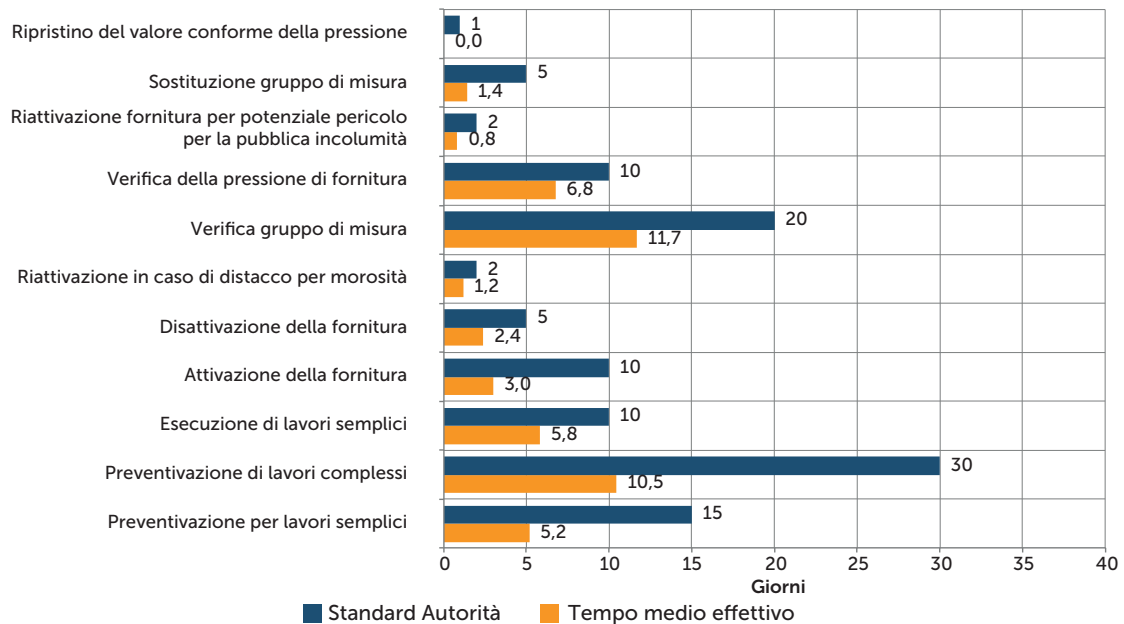
FIG. 3.41 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)



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 (Fig. 3.42) nel 2023 si conferma nettamente inferiore allo standard fissato dall'RQDG per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

FIG. 3.42 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 2023



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

La tavola 3.76 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 2022 e 2023.

Il numero complessivo di prestazioni diminuisce, rispetto al 2022. La prestazione fascia di puntualità per appuntamenti è la prestazione più numerosa: da sola rappresenta il 49% del totale delle prestazioni erogate; segue, con il 18%, l'attivazione della fornitura e, con il 15%, la disattivazione della fornitura.

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2023 è in diminuzione rispetto al 2022. 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 3.77 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. 3.76 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 2022			ANNO 2023		
		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	138.718	5,4	1.662	129.775	5,18	958
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	6.276	11,0	262	4.643	10,46	113
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	90.248	6,3	3.333	78.195	5,83	2.440
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	567.640	3,1	1.249	545.818	3,00	819
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	509.417	2,4	3.006	468.869	2,39	2.628
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	141.766	1,2	1.333	124.283	1,20	1.078
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	2.802	9,9	164	1.785	11,70	112
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	190	4,8	6	144	6,76	5
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.597.522	-	6.314	1.515.227	-	4.343
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	25.358	0,9	500	24.494	0,82	278
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	4.790	2,2	0	4.346	1,40	-
Appuntamenti posticipati	2 ore	179.845	-	774	165.002	-	631
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	21	-	0	18	-	-
TOTALE	-	3.264.593	-	18.603	3.062.599	-	13.405

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

TAV. 3.77 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 2023

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	14.122	434	35.525	3,4
Altri dati tecnici (M02) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	24.863	256	15.761	3,4
Altri dati tecnici complessi (M02C) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	12 giorni lavorativi	6.740	45	3.935	6,7
TOTALE	-	45.725	735	55.221	-

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)⁸³ 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 di questo Volume, 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, qualora il venditore, a fronte della richiesta di un cliente, non rispetti gli standard specifici, deve elargire automaticamente al cliente un indennizzo nella prima fattura utile. L'indennizzo automatico di base (25 €) raddoppia se l'esecuzione della prestazione sottoposta a indennizzo avviene oltre un tempo doppio rispetto allo standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo rispetto allo standard.

Per il 2023 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore gas 401 venditori, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 19,1 milioni di clienti finali alimentati in bassa pressione gas.

Analizzando i dati dei tempi medi effettivi delle prestazioni richieste dai clienti nel 2023, per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione i tempi si attestano, rispettivamente, a 21,65 e a 27,03 giorni solari, al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità. Per quanto riguarda le rettifiche di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi medi effettivi risultano essere pari a 18,02 giorni solari. Anche i tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazioni, con una media di 8,87 giorni solari, risultano essere largamente inferiori allo standard generale (Tav. 3.78).

TAV. 3.78 Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore gas naturale nel 2023 (giorni solari)

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	21,65
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	27,03
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	18,02
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	8,87

(A) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

83 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

Le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto complessivamente 169.739 reclami scritti, in aumento rispetto all'anno precedente (+1,2%); la maggioranza dei reclami scritti (71,1%) proviene dai clienti domestici (Tav. 3.79). I reclami scritti riferiti ai clienti del mercato libero rappresentano l'80,5% dei reclami complessivi, mentre il 13,4% riguarda i clienti del mercato tutelato. Una quota residuale, pari al 6%, è riconducibile ai clienti multisito gas.

TAV. 3.79 Numero di reclami nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	28.826	22.580	-21,7%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	485	235	-51,5%
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	112.638	120.614	7,1%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.358	2.365	74,2%
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	373	335	-10,2%
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	12.516	13.398	7,0%
Multisito gas	11.461	10.212	-10,9%
TOTALE	167.675	169.739	1,2%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto riguarda le richieste scritte di informazione effettuate dai clienti gas (Tav. 3.80) nel 2023, complessivamente, sono risultate 159.044, in aumento dell'11,9% rispetto all'anno precedente; l'82,6% delle richieste ha interessato i clienti del mercato libero. In particolare, il 74,4% ha riguardato i clienti domestici del mercato libero; a seguire, a larga distanza, i clienti domestici del mercato tutelato con l'8,7%, i clienti gas usi diversi con il 7% e i clienti multisito con l'8,6%.

TAV. 3.80 Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	15.214	13.766	-9,5%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	203	105	-48,3%
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	104.872	118.276	12,8%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.387	1.793	29,3%
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	169	281	66,3%
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	9.256	11.098	19,9%
Multisito gas	11.052	13.725	24,2%
TOTALE	142.153	159.044	11,9%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione scritte sono state 9.341 (Tav. 3.81), in diminuzione rispetto all'anno precedente (-25,3%); significativo risulta essere il numero delle rettifiche richieste dai clienti del mercato libero (66,9% del totale). A seguire, le rettifiche richieste dai clienti domestici del mercato tutelato (13,7%), dai clienti usi diversi 7,9%, dai clienti multisito 6%, dai condomini a uso domestico del mercato libero (1,4%). Le rettifiche di fatturazione a beneficio dei clienti che utilizzano il gas per attività di servizio pubblico totalizzano solo lo 0,2% e i condomini uso domestico in tutela lo 0,1%.

TAV. 3.81 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	2.455	2.021	-10,5%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	19	17	-25,5%
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	7.992	5.953	-20,1%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	209	167	-79,4%
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	63	13	-35,5%
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.075	693	-30,4%
Multisito gas	685	477	-25,3%
TOTALE	12.498	9.341	-17,7%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.82 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	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 2023 il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione ha interessato un numero estremamente contenuto di casi (269), in ulteriore diminuzione rispetto al 2022 (-33,7%), soprattutto se si considerano i milioni di bollette annue complessivamente emesse dai venditori; significative nell'anno, sul totale delle rettifiche di doppia fatturazione, le richieste pervenute dai clienti domestici del mercato libero (66,9%) (Tav. 3.82).

Nel 2023 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 22.165, in aumento del 36,2% rispetto all'anno precedente (Tav. 3.83 e 3.84); 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 (96,6%). 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 66,9%.

TAV. 3.83 Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2023 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	3.354	176	6	3.536
Condomini con uso domestico	40	1	0	41
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO				
Domestici	14.829	428	43	15.300
Condomini con uso domestico	171	2	0	173
Attività di servizio pubblico	57	1	1	59
Usi diversi	1.843	32	9	1.884
Multisito gas	1.117	53	2	1.172
TOTALE	21.411	693	61	22.165

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.84 Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale nel 2023

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA				
Domestici	147.125	7.175	400	154.700
Condomini con uso domestico	1.900	50	0	1.950
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO				
Domestici	655.760	18.850	2.150	676.760
Condomini con uso domestico	7.595	150	0	7.745
Attività di servizio pubblico	2.625	50	25	2.700
Usi diversi	81.150	1.350	425	82.925
Multisito gas	48.105	2.425	150	50.680
TOTALE	944.260	30.050	3.150	977.460

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Nell'anno 2023 sono stati erogati indennizzi per i clienti gas per un ammontare complessivo di oltre 977.000 euro (Tav. 3.84), in aumento rispetto all'anno precedente (-39,9% – Tav. 3.85). Analogamente al settore elettrico (si veda il Capitolo 2 di questo Volume), anche per quanto riguarda gli indennizzi automatici erogati direttamente in bolletta nel mercato del gas naturale, il 96,6% 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 (65,5%); a seguire, i clienti domestici del mercato tutelato (17,7%). I clienti

del mercato libero (clienti domestici, condomini ad uso domestico, attività di servizio pubblico e usi diversi) risultano essere i destinatari del 74% del totale degli indennizzi.

TAV. 3.85 *Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale per mancato rispetto di standard specifici*

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA			
Domestici	123.675	154.700	25,1%
Condomini con uso domestico	2.775	1.950	-29,7%
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO			
Domestici	457.855	676.760	47,8%
Condomini con uso domestico	4.525	7.745	71,2%
Attività di servizio pubblico	3.150	2.700	-14,3%
Usi diversi	51.350	82.925	61,5%
Multisito gas	5.560	50.680	811,5%
TOTALE	698.930	977.460	39,9%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto riguarda i reclami dei clienti per le forniture gas, i principali argomenti oggetto di reclamo sono stati, nel 49,6% 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 (contro il 46,7% del 2022); per il 17,4% hanno riguardato le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro, perfezionamento e costi relativi (contro il 16% del 2022); nel 12,2% dei casi hanno riguardato il mercato, ovvero 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 (contro il 14,6% del 2022). Nel 7,2% dei casi, i reclami hanno riguardato la morosità e la sospensione (erano l'8,3% nel 2022), nel 5,1% dei casi la misura (erano il 5,9% nel 2022), nel 2,6% le connessioni, i lavori e la qualità tecnica (erano il 2,9% nel 2022), nel 2% il bonus sociale (erano l'1,3% nel 2022), nell'1,8% la qualità commerciale (erano il 1,7% nel 2022) e nel 2,2% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti (erano il 2,5% nel 2022). Lo 0,01% dei reclami, infine, è stato relativo a ulteriori tematiche non di competenza dei venditori (erano lo 0,1% nel 2022).

Per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende per le forniture gas, l'argomento principale è stato 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) nel 46,68% dei casi, a fronte del 47,9% nel 2022; per il 17,8% (era il 19% nel 2022), le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); nell'8,7% 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 10,2% nel 2022). Il 5,8% delle richieste ha riguardato le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica (erano il 5,6% nel 2022); nel 3,7% dei casi le stesse hanno avuto a oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione (erano il 3,3% nel 2022). Nel 2,3% dei casi, le richieste hanno riguardato tematiche relative alla misura (erano il 2,2% nel 2022), nel 2,8% il bonus sociale (erano l'1,9% nel 2022), nel 2,2% la qualità commerciale (erano l'1,6% nel 2022). Il 9,9% delle richieste di informazioni ha

riguardato altri argomenti residuali non ricompresi nelle categorie precedentemente elencate (erano il 7,9% nel 2022) e lo 0,2% tematiche non di competenza dei venditori (erano lo 0,4% nel 2022).

Standard e indennizzi per i clienti *dual fuel*

Nel 2023 i venditori hanno dichiarato un numero di clienti con contratti *dual fuel* pari a 1.498.222. Tali clienti hanno inviato 31.203 reclami scritti, in diminuzione dell'11,8% rispetto all'anno precedente, e 48.397 richieste di informazioni scritte, anch'esse in calo del 5,7%. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 2.121 (-16,8%) e 37 (+32,1%) (Tav. 3.86).

Complessivamente, per i clienti con contratti *dual fuel*, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico in bolletta per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 3.384 (erano 2.172 nel 2022 – Tav. 3.87). Il 92,1% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti oltre gli standard in vigore.

TAV. 3.86 *Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative ai clienti dual fuel*

ISTANZA	2022	2023	VARIAZIONE
Reclami	35.362	31.203	-11,8%
Richieste di informazione	51.315	48.397	-5,7%
Rettifiche di fatturazione	2.548	2.121	-16,8%
Rettifiche di doppia fatturazione	28	37	32,1%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.87 *Numero di indennizzi da erogare ai clienti dual fuel per mancato rispetto di standard specifici*

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD	2022	2023	VARIAZIONE
Risposta ai reclami	2.028	3.267	61,1%
Rettifiche di fatturazione	133	112	-15,8%
Rettifiche di doppia fatturazione	11	5	-54,5%
TOTALE	2.172	3.384	55,8%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Anche per quanto riguarda gli importi riconosciuti ai clienti per indennizzi automatici (Tav. 3.88), la prevalenza dei casi è connessa al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami (96,5%); in misura minore pesano le rettifiche di fatturazione (5,9%) e le rettifiche di doppia fatturazione (0,6%). Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 140.980 euro.

TAV. 3.88 Indennizzi automatici erogati ai clienti dual fuel

MOTIVAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Risposta ai reclami	77.100	136.030	76,4%
Rettifiche di fatturazione	4.875	4.625	-5,1%
Rettifiche di doppia fatturazione	500	325	-35,0%
TOTALE	82.475	140.980	70,9%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Gli argomenti che hanno generato reclami di diretta responsabilità delle aziende di vendita per i clienti *dual fuel* hanno riguardato: per il 48,6% 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 46,1% nel 2022); nel 14,2% 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 e applicate (erano il 16,1% nel 2022); nel 12,8% dei casi, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi) (erano il 16% nel 2022). A seguire, i reclami relativi alla morosità e alla sospensione sono stati l'8,1% mentre quelli relativi alla misura il 3,9% (erano il 5,3% nel 2022). Nel 3,7% dei casi, i reclami hanno riguardato le connessioni, i lavori e la qualità tecnica (erano il 2,9% nel 2022), nel 4,1% la qualità commerciale (erano il 2,4% nel 2022), nel 3,1% il bonus sociale e nell'1,3% altri argomenti residuali (erano il 2% 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, quello principale – 34,3% dei casi – è stato 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 39,5% del 2022; per il 18,5% dei casi (erano il 19% nel 2022), le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); per il 7,3%, 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 7,8%, nel 2022). Nel 7% dei casi le richieste in argomento hanno interessato le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica (erano il 4,7% nel 2022), nel 4,5% la qualità commerciale (stesso valore del 2022), nel 2,8% informazioni su morosità e sospensione (erano il 2,3% nel 2022), nell'1,1% tematiche relative alla misura (la quota era analoga nel 2022), nell'1,8% il bonus sociale (erano l'1,6% nel 2022). Il 22,7% delle richieste di informazioni ha riguardato altri argomenti non ricompresi nelle categorie precedentemente elencate (erano il 19,5% nel 2022).

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



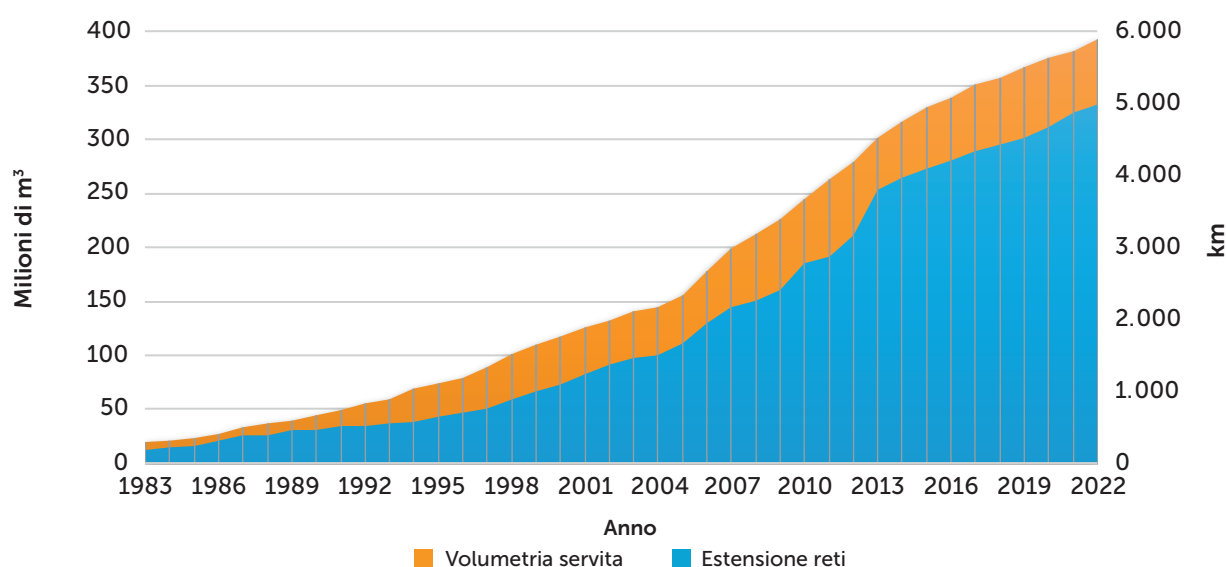
**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE
DEL TELECALORE**

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, Bielorussia, Lettonia, Danimarca, ecc.). In Italia la diffusione è limitata, con un *trend* che risulta tuttavia storicamente crescente, a partire dall'installazione dei primi impianti negli anni '70, sia in termini di volumetria servita sia in termini di estensione delle reti di distribuzione dell'energia termica (Fig. 4.1). Tra il 2000 e il 2022 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 5,7%, passando da 117,3 a 392,7 milioni di metri cubi. Nello stesso lasso di tempo l'estensione delle reti è più che quadruplicata, passando da 1.091 km nel 2000 a 4.989 km nel 2022.

FIG. 4.1 Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti



Fonte: Annuario AIRU¹ 2023.

L'incremento nell'estensione delle reti registrato nell'anno 2022, pari a 122 km, è risultato tuttavia inferiore al valore medio degli anni più recenti, 192 km annui del periodo 2012-2022. Anche la volumetria allacciata è cresciuta con intensità minore, il 2,8% circa a fronte di una media del 3,7% nello stesso periodo.

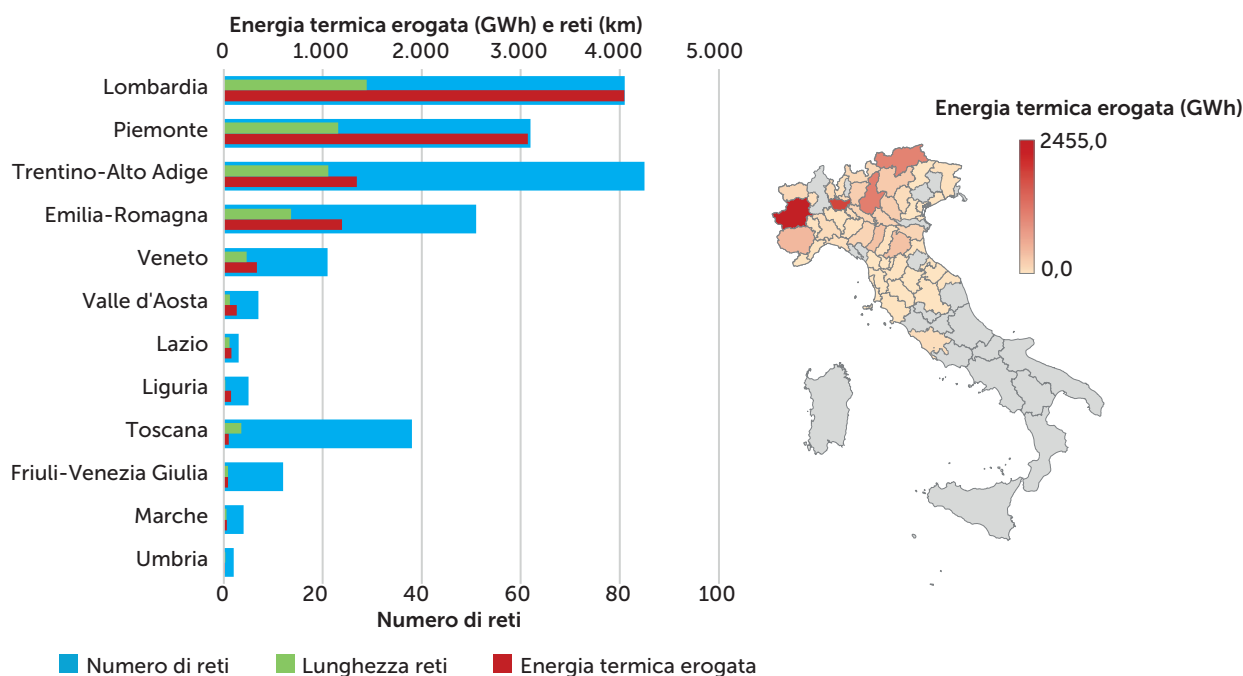
La diffusione del servizio rimane concentrata principalmente nelle aree urbane dell'Italia settentrionale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici, insieme all'elevata densità abitativa, consentono di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio agli utenti.

Cinque Regioni del Nord Italia (Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Emilia-Romagna e Veneto) rappresentano, da sole, il 96% dell'energia termica erogata da sistemi di teleriscaldamento. La dimensione delle reti in

¹ AIRU è l'Associazione italiana riscaldamento urbano, associazione nazionale che raggruppa i maggiori operatori del settore del teleriscaldamento.

queste Regioni risulta abbastanza eterogenea. In Piemonte, a titolo esemplificativo, un numero di reti più limitato distribuisce oltre il doppio di energia rispetto alle reti montane localizzate in Trentino-Alto Adige.

FIG. 4.2 Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2021



Fonte: ARERA, Anagrafiche e raccolte dati.

Caratteristiche dell'offerta

Nel 2022 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 11.515 GWh termici, 6.535 GWh elettrici e 167 GWh frigoriferi (Tav. 4.1). Rispetto al precedente anno 2021 il calore erogato all'utenza è notevolmente calato (-8,2%); con dinamiche analoghe, è calata anche l'energia elettrica prodotta dalle centrali al servizio di reti di telecalore ed immessa nella rete elettrica nazionale (-9,3%). Per contro, la fornitura di energia frigorifera alle utenze del telecalore ha registrato un incremento a due cifre (26,8%). Tali variazioni possono essere spiegate dall'andamento delle condizioni climatiche. Il 2022, rispetto all'anno precedente, è stato caratterizzato da un inverno particolarmente mite a fronte di un incremento delle temperature nel periodo estivo. I valori rilevati dei gradi giorno di riscaldamento (HDD) e raffrescamento (CDD), in particolare, sono rispettivamente calati a 1.735 (-9% circa) e cresciuti a 375 (+30%)² rispetto all'anno precedente.

² Elaborazione dati Eurostat: Energy statistics - Cooling and heating degree days by country - annual data - Italy (ec.europa.eu).

TAV. 4.1 *Produzione di energia delle centrali termiche nel 2022 (in GWh)*

VEETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA ^(A)	INCREMENTO RISPETTO AL 2021
Energia termica	11.515	9.173	-8,2%
Energia elettrica	6.535	6.111	-9,3%
Energia frigorifera	167	155	26,8%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.

Fonte: Annuario AIRU 2023.

Tra le fonti energetiche utilizzate per il funzionamento degli impianti di telecalore (Tav. 4.2), il gas naturale si è confermato anche nel 2022 quella nettamente prevalente, con il 69,8% del consumo energetico complessivo. Tra le altre fonti portano un contributo significativo i rifiuti (16,1%) e le bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi, al 10,7%). 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 2012		ANNO 2021		ANNO 2022	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.288.738	78,50%	1.506.534	72,1%	1.353.550	69,80%
Energia da rifiuti	159.278	9,70%	320.755	15,4%	312.764	16,10%
Bioenergie ^(A)	105.918	6,40%	198.550	9,5%	206.672	10,70%
Carbone	43.131	2,60%	-	0,0%	-	0,00%
Gasolio e olio combustibile	12.317	0,70%	1.443	0,1%	1.797	0,10%
Geotermia	14.684	0,90%	29.312	1,4%	29.596	1,50%
Recuperi da processo industriale	858	0,10%	5.535	0,3%	7.943	0,40%
Sole	-	0,00%	84	0,0%	77	0,00%
Energia primaria da rete elettrica ^(B)	17.409	1,10%	26.657	1,3%	26.537	1,40%
TOTALE fossili	1.361.595	83%	1.534.634	73%	1.381.884	71%
TOTALE rinnovabili	280.738	17%	554.235	27%	557.053	29%
TOTALE	1.642.333	100%	2.088.869	100%	1.938.937	100%

(A) Dal 2013 oltre alle biomasse comprendono anche biogas e bioliquidi.

(B) Consumi del Sistema elettrico nazionale per energia elettrica prelevata dalla rete.

Fonte: Annuario AIRU 2023.

Relativamente all'incidenza delle differenti tecnologie di generazione sui quantitativi complessivi di energia termica prodotta, si conferma una netta prevalenza degli impianti di cogenerazione di elettricità e calore, con una quota di produzione pari al 65,5% del totale (Tav. 4.3).

TAV. 4.3 Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore nel 2022 (in GWh)

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA
Cogenerazione	5.715,0	1.814,6	7.529,6	65,5%
Produzione semplice	2.593,9	844,3	3.438,1	29,9%
Rinnovabili dirette	-	320,7	320,7	2,8%
Pompe di calore	-	108,1	108,1	0,9%
Recupero	-	91,3	91,3	0,8%
TOTALE	8.308,9	3.179,0	11.487,9	100%

Fonte: Annuario AIRU 2023.

Se si considera, invece, la capacità di produzione di energia termica (Tav. 4.4), si riscontra un significativo contributo delle caldaie, che sono tuttavia in genere utilizzate solo 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 2021		POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2022	
	ELETTRICA MW _e	TERMICA MW _t	ELETTRICA MW _e	TERMICA MW _t
Centrali termoelettriche	-	1.155	-	1.204
Impianti di cogenerazione ^(A)	808	919	808	933
Impianti termovalorizzazione rifiuti	-	685	-	681
Produzione semplice a bioenergie ^(B)	-	459	-	482
Impianti di cogenerazione a bioenergie	88	248	91	255
Impianti a geotermia	-	156	-	156
Recupero da processo industriale	-	78	-	118
Pompe di calore	-	52	-	78
Solare termico	-	2	-	2
Caldaie di integrazione e riserva	-	5.533	-	5.586
TOTALE	897	9.287	898	9.494

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili.

(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2023.

Per quanto concerne l'energia frigorifera, la produzione può essere effettuata attraverso i gruppi frigoriferi installati nelle centrali termiche e la successiva distribuzione attraverso reti di teleraffrescamento (trasporto di acqua fredda) oppure con la produzione in loco, presso l'utenza, 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 (anche in questo caso tipicamente di origine cogenerativa, o di recupero). Nel caso di produzione presso la sottostazione d'utenza, vengono utilizzati esclusiva-

mente gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati dalla rete di teleriscaldamento, impiegando quindi lo stesso vettore termico fornito per soddisfare i fabbisogni di riscaldamento, acqua calda sanitaria o processi industriali. La prima soluzione ha come principale vantaggio la flessibilità di utilizzo della fonte energetica (elettricità e/o calore) 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 2022 (in MW)*

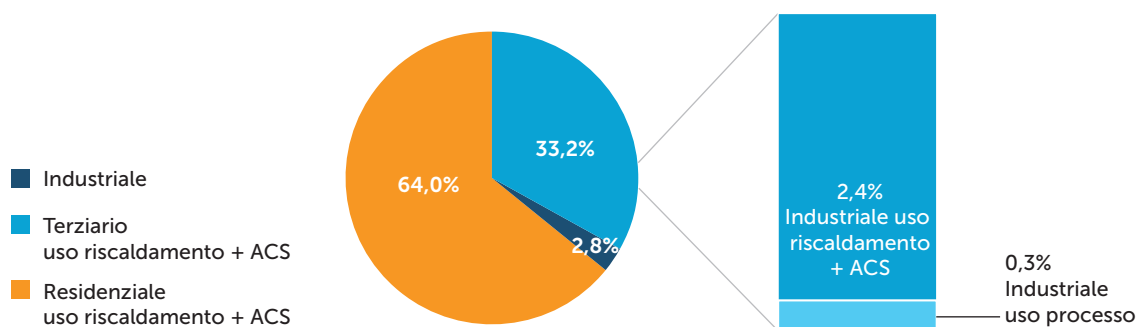
TIPOLOGIA GRUPPI FRIGORIFERI	INSTALLATI IN CENTRALE	INSTALLATI PRESSO L'UTENTE	TOTALE
A compressione	108,1	-	108,1
Ad assorbimento	32,6	108,6	141,2
TOTALE	140,8	108,6	249,4

Fonte: Annuario AIRU 2023.

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, quali ad esempio centrali termoelettriche e caldaie (quantificati dall'AIRU in 0,52 Mtep di fonti fossili risparmiate e 1,79 Mt di CO₂ non emesse nell'anno 2022).

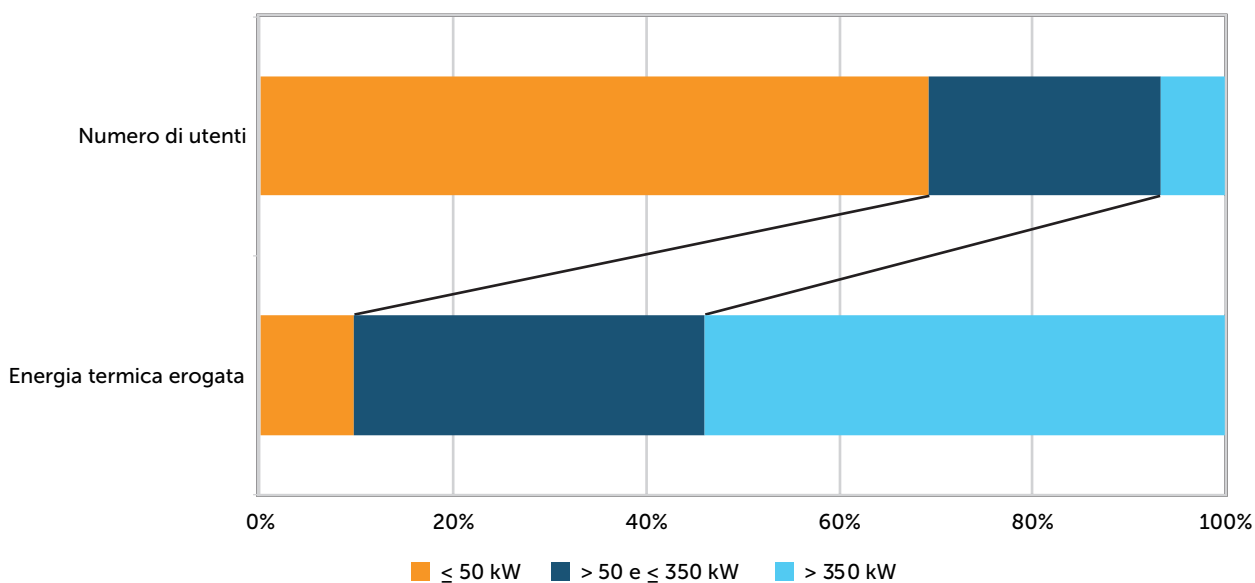
Caratteristiche della domanda

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 solo marginale l'utilizzo in processi industriali. Come evidenziato dalla figura 4.3, una quota significativa del mercato è costituita da utenze di tipo residenziale e terziario (rispettivamente il 64,0% e il 33,2% del totale), mentre la domanda del settore industriale rimane marginale (2,8%), ancor più se ci si riferisce ai soli usi di processo (0,3%). I sistemi di telecalore non sono infatti in genere utilizzati per l'alimentazione di grandi processi industriali, anche perché tali processi richiedono spesso temperature di fornitura superiori a quelle di esercizio delle reti di telecalore.

FIG. 4.3 Calore erogato all'utenza nel 2022, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo

Fonte: Annuario AIRU 2023.

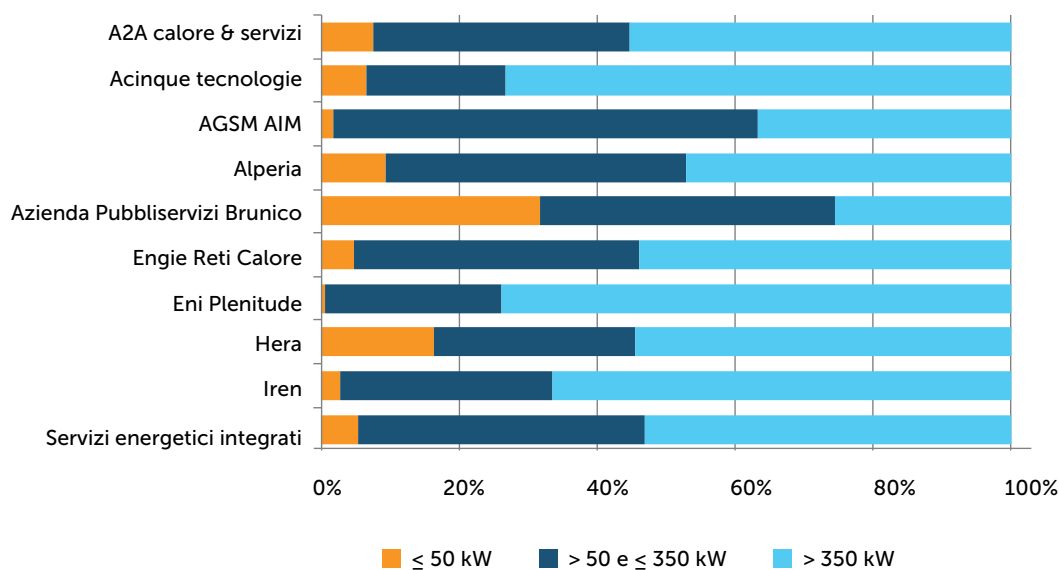
Per quanto concerne le caratteristiche della domanda, il settore del telecalore, come evidenziato nella figura 4.4, è caratterizzato dalla presenza di un numero rilevante di utenti di dimensioni relativamente ridotte. Il 69% degli utenti presenta una potenza contrattuale non superiore a 50 kW, mentre il 24% ha una taglia maggiore di 50 e fino a 350 kW e solo il 7% ha una taglia superiore a 350 kW. Gli utenti di maggiori dimensioni, nonostante siano relativamente poco numerosi, rappresentano una quota cospicua dei consumi complessivi (oltre il 50%).

FIG. 4.4 Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2022, in funzione della classe dimensionale degli utenti

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

La ripartizione delle differenti classi di utenti sul totale dell'energia termica fornita può variare sensibilmente tra i diversi operatori (Fig. 4.5). Tale eterogeneità è dovuta primariamente alle caratteristiche del territorio servito: nelle aree ad elevata densità abitativa vi è una forte prevalenza di grandi condomini, mentre in altre aree, in particolare in quelle montane e rurali, vi è una maggiore diffusione di utenze con una o poche unità abitative.

FIG. 4.5 Calore erogato nel 2022 dai 10 maggiori operatori (presentati in ordine alfabetico), ripartito per classe dimensionale dell'utente



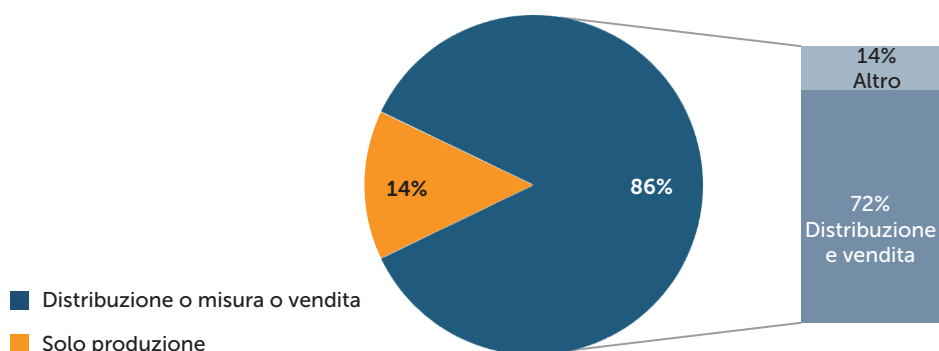
Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

Operatori del servizio di telecalore

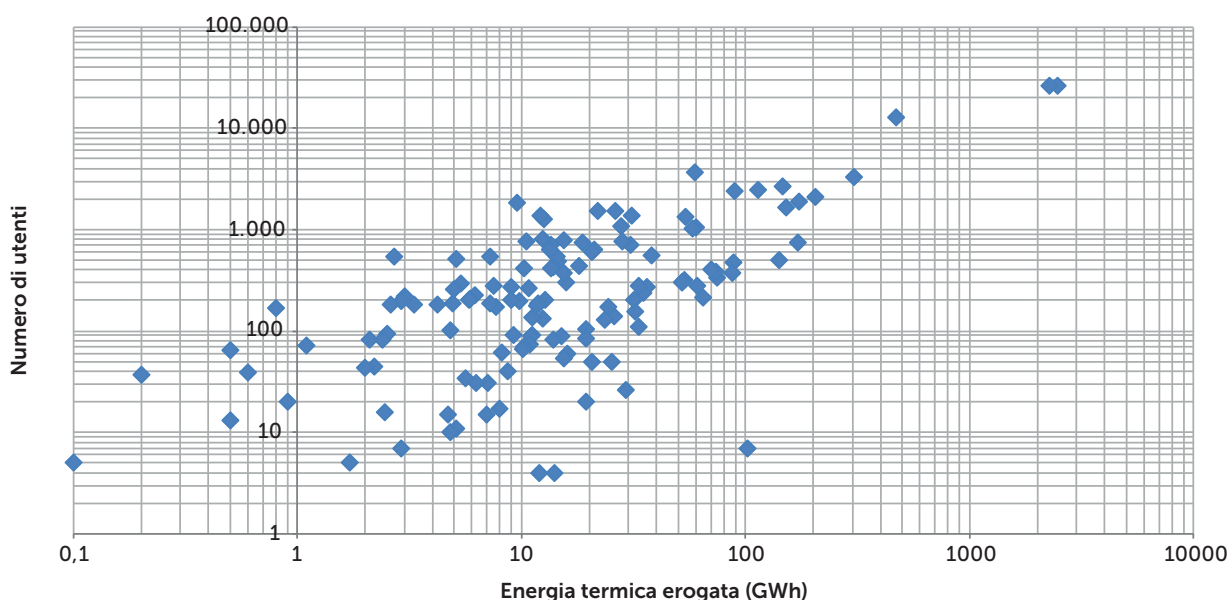
Nell'anagrafica dell'Autorità risultano iscritte 255³ società. Di queste, l'86% si occupa di attività strettamente legate all'esercizio delle reti e alla fornitura dall'energia termica alle utenze (distribuzione e/o misura e/o vendita) mentre la quota rimanente si occupa solo di produzione di energia termica. Come evidenzia la figura 4.6 alla prima categoria appartengono perlopiù soggetti verticalmente integrati che svolgono sia l'attività di distribuzione, sia quella di vendita.

Gli operatori del telecalore presentano un'ampia eterogeneità, sia in relazione al numero di utenti serviti sia all'energia termica complessivamente erogata (Fig. 4.7). 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 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.

³ Dati relativi allo stato delle anagrafiche al momento della scrittura del rapporto (maggio 2024).

FIG. 4.6 Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (maggio 2024)

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

FIG. 4.7 Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti nel 2022

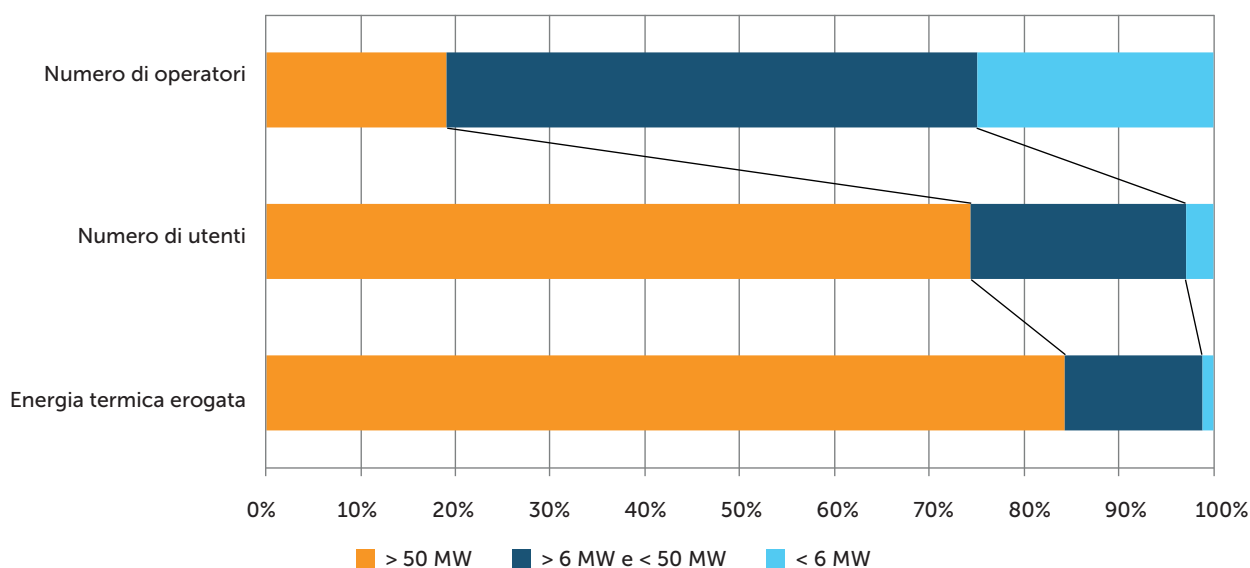
Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata⁴.

Il settore del telecalore, come altri settori infrastrutturali, è caratterizzato da una elevata concentrazione del mercato. Gli esercenti di maggiori dimensioni (26 operatori con potenza convenzionale superiore a 50 MW)⁵ servono una quota significativa del mercato (oltre il 70% degli utenti, corrispondente a più dell'80% dell'energia termica fornita).

4 I dati si riferiscono all'insieme delle comunicazioni 2022 degli esercenti all'Autorità, per un totale di 136 soggetti che hanno erogato nel 2022 energia termica per 9.025 GWh a 126.353 utenti.

5 Gli esercenti, ai sensi del TUD (Testo unico di classificazione dimensionale degli esercenti, allegato B alla delibera 26 ottobre 2021, 463/2021/R/tr), 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).

FIG. 4.8 *Rappresentatività delle tre classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata nel 2022*



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

Prezzi del servizio

Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

L'Autorità, al fine di monitorare lo stato del settore, ha previsto 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 devono effettuare una comunicazione annuale delle offerte commerciali applicate agli utenti, contenente il dettaglio del numero di utenti coinvolti e dei relativi importi fatturati, suddivisi per tipologia di utente.

Nell'ambito delle attività di monitoraggio, l'Autorità, con delibera 1° marzo 2022, 80/2022/R/tlr, ha avviato un'indagine conoscitiva, al fine di valutare la congruità dei prezzi del servizio di teleriscaldamento, a seguito del significativo incremento registrato a partire dall'ultimo trimestre 2021. Tale fenomeno si è ulteriormente accentuato a partire dal primo trimestre 2022.

L'indagine conoscitiva (i cui esiti sono stati riportati nell'allegato A alla delibera 2 novembre 2022, 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 il 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 disallinea-

mento 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 15 novembre 2022, 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.

Le informazioni sui prezzi riportate nella presente *Relazione Annuale* si riferiscono all'anno 2022, periodo antecedente all'attribuzione dei poteri di regolazione tariffaria all'Autorità.

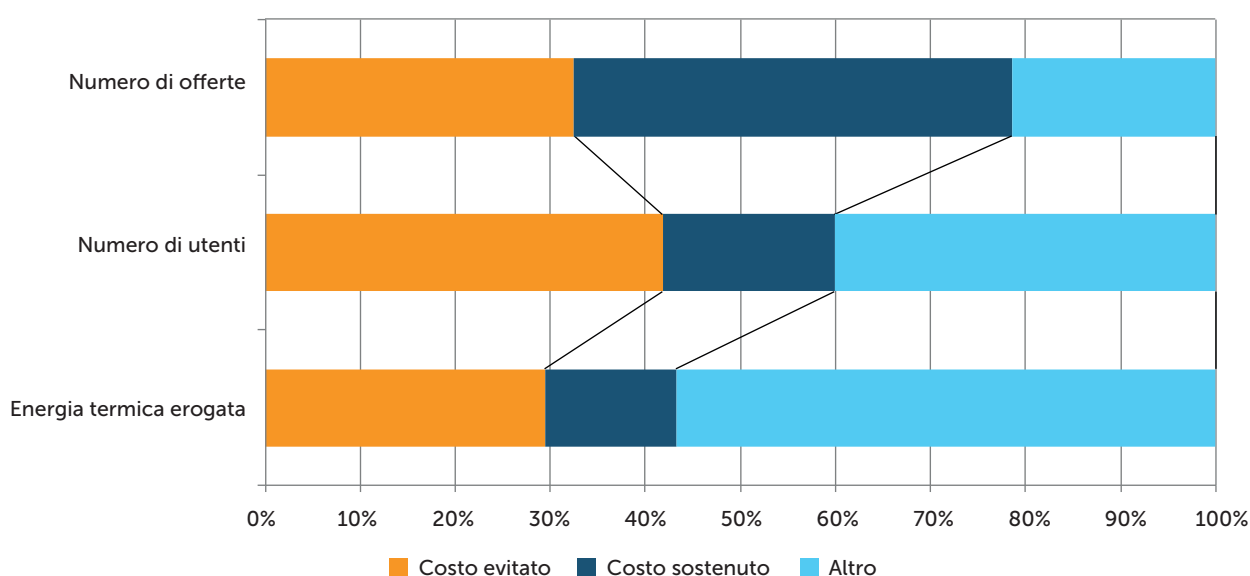
Modalità di determinazione del prezzo

Le due principali modalità di determinazione del prezzo del servizio sono basate:

- sui costi sostenuti, con l'obiettivo di assicurarsi l'equilibrio economico e finanziario e garantire un'adeguata remunerazione del capitale investito (metodologia "cost of service");
- sul costo evitato, con l'obiettivo di fornire all'utente il servizio ad un prezzo competitivo rispetto al costo che lo stesso avrebbe sostenuto utilizzando una tecnologia di climatizzazione alternativa (ad esempio, una caldaia a gas).

Come evidenzia la figura 4.9, una parte rilevante delle offerte commerciali (il 33% delle offerte, pari al 42% in numero di utenti e al 29% in energia erogata) è definita sulla base del costo evitato. Tale metodologia è applicata in genere da operatori che gestiscono reti di grandi dimensioni, prevalentemente in contesti urbani. La tecnologia alternativa presa come riferimento è tipicamente la caldaia a gas, mentre in aree del Paese non metanizzate viene in genere utilizzata una caldaia alimentata a gasolio, a GPL o *pellet* di legna.

FIG. 4.9 Offerte commerciali nel 2022 per metodologia di definizione del prezzo



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

La scelta del metodo di determinazione del prezzo sulla base dei costi sostenuti (46% delle offerte, 18% del numero di utenti e solo 14% dell'energia erogata) risulta in genere legata alla forma societaria dell'esercente. Tale metodologia è infatti adottata per la definizione dei prezzi da parte di diverse cooperative (che servono da sole il 7% degli utenti) o società a forte partecipazione pubblica, che generalmente utilizzano la biomassa per l'alimentazione di piccole reti, in aree rurali o montane.

Vi sono, infine, diversi contesti (21% delle offerte, corrispondenti però ad oltre il 50% in termini di energia erogata) in cui gli operatori dichiarano di definire il prezzo del servizio sulla base di altre modalità che tuttavia, a una analisi dettagliata, presentano molte similitudini con il metodo del costo evitato (in particolare, l'utilizzo del prezzo del gas per l'aggiornamento dei corrispettivi).

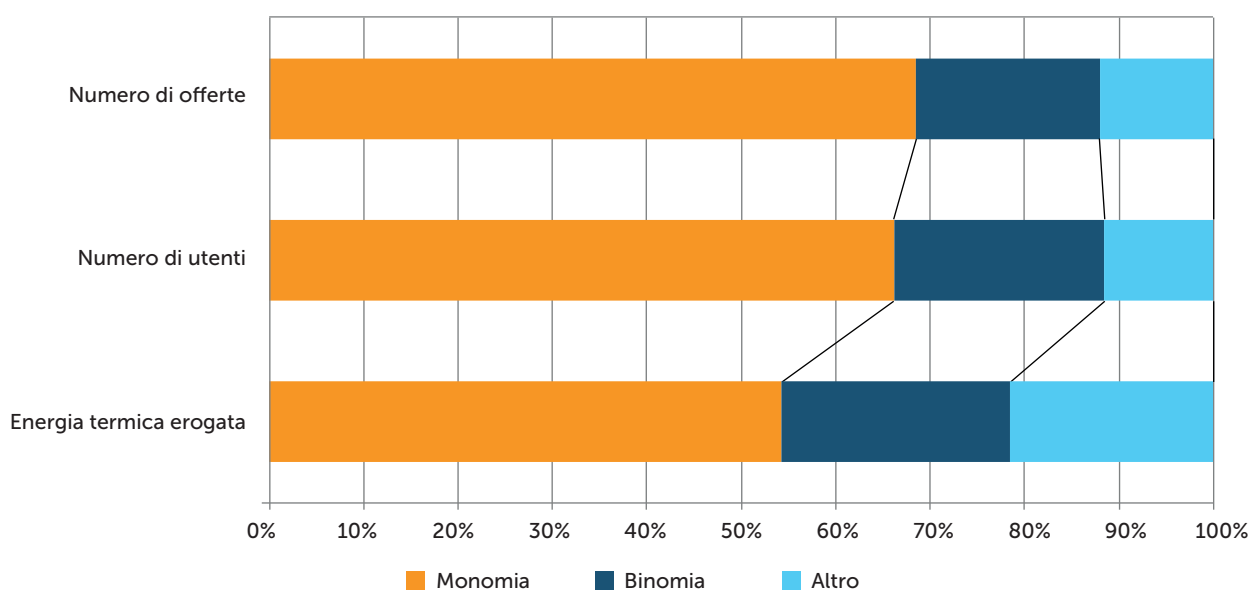
Tipologia di prezzo

Le tipologie di prezzo più comuni, utilizzate dall'esercente per la determinazione degli importi da fatturare all'utenza, sono:

- monomia su energia termica, tipicamente espressa in €/MWh (anche se in alcuni casi vengono ancora utilizzate le calorie per indicare l'unità di energia termica fornita);
- binomia, dove oltre alla componente variabile su energia termica ne è presente una fissa dipendente dalla potenza contrattualizzata ed espressa in €/kW.

Come evidenziato nella figura 4.10, le offerte monomie rappresentano la tipologia di prezzo più diffusa (69% del totale, anche se la rappresentatività si riduce al 66% in termini di numeri di utenti e al 54% in termini di energia termica erogata). Un numero limitato di operatori dichiara tuttavia di applicare alle offerte monomie un livello minimo di consumi (e quindi di spesa), in modo da garantirsi la copertura dei costi fissi anche nel caso in cui l'utente non utilizzi il servizio per un periodo prolungato.

FIG. 4.10 Offerte commerciali nel 2022 per tipologia di prezzo



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

Le tariffe con prezzi binomi⁶ rappresentano una quota modesta (19% delle offerte e quote leggermente superiori in termini di numero di utenti ed energia erogata).

Le altre tipologie di prezzo rappresentano una quota ulteriormente limitata (12% delle offerte e del numero di utenti). Tra queste si evidenziano:

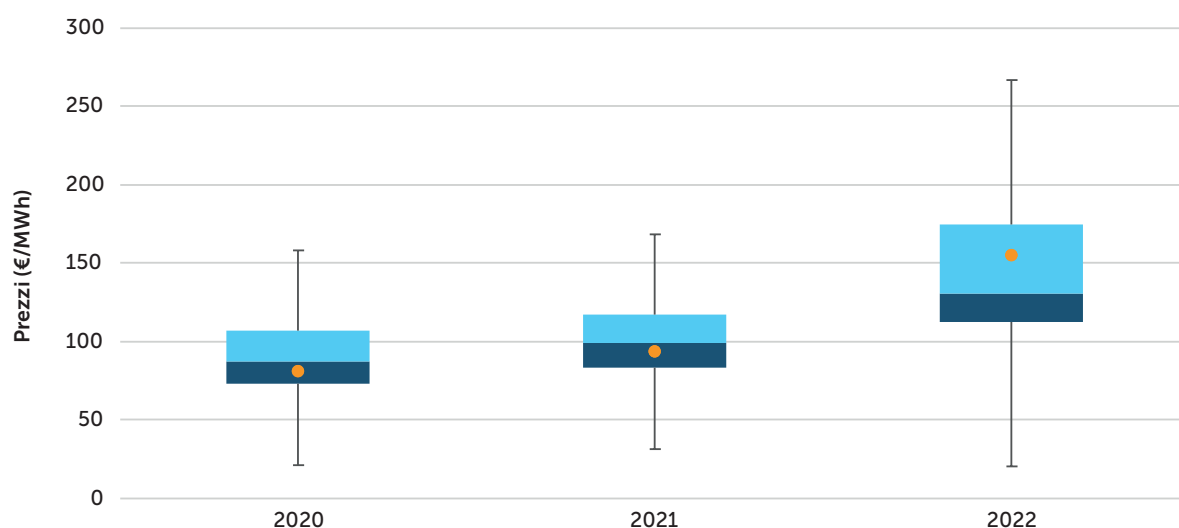
- binomie la cui componente fissa viene definita in funzione di grandezze diverse dalla potenza quali, ad esempio, la volumetria dell'ambiente climatizzato (espressa in m³) o la portata massima di fluido termovettore disponibile per lo scambio termico in sottostazione;
- tariffe articolate su ulteriori componenti (tipicamente con formula trinomia), aventi componenti legate al noleggio del misuratore o ad altri oneri per l'erogazione del servizio.

Valori dei prezzi del calore

Nel 2022, l'ampio utilizzo delle quotazioni del prezzo del gas per l'aggiornamento dei corrispettivi ha comportato un significativo incremento dei prezzi del servizio rispetto ai livelli registrati negli anni precedenti (Fig. 4.11).

Il valore del prezzo medio del servizio⁷ (punto arancio in figura 4.11), è cresciuto da 81 €/MWh nel 2020 a 93 €/MWh nel 2021, per poi raggiungere i 155 €/MWh nel 2022.

FIG. 4.11 Evoluzione dei prezzi medi per operatore (IVA ed eventuale credito d'imposta esclusi) e media pesata sull'energia erogata



Fonte: ARERA, Raccolte dati integrate.

⁶ Il Testo unico sulla trasparenza del servizio di telecalore (TITT) ha previsto che dal 1° gennaio 2020 la potenza contrattualizzata con l'utente sia indicata in bolletta, se è funzionale alla determinazione degli importi fatturati, e in ogni caso debba essere indicata nel contratto di fornitura di tutti gli utenti, entro il 31 dicembre 2022.

⁷ La media è stata effettuata tenendo conto dell'energia termica erogata da ciascun operatore.

Nell'anno 2022 (*boxplot*⁸ più a destra nella figura 4.11) si evidenzia in modo ancora più accentuato l'ampia eterogeneità dei prezzi applicati dagli esercenti. In particolare, il 50% centrale delle offerte commerciali è risultato compreso tra 113 e 174 €/MWh.

La relativa eterogeneità dei prezzi applicati è motivata da più fattori. Nella valutazione del prezzo devono essere considerate non solo le diverse modalità di definizione (metodologie *cost of service* o del costo evitato), ma anche le 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 operatori del telecalore che offrono il servizio di teleraffrescamento è ancora ridotto, pari al 12% circa del totale.

Secondo le informazioni disponibili all'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. Per quanto riguarda il prezzo dell'elettricità, la maggior parte degli operatori fa riferimento alle tariffe del servizio di tutela pubblicate dall'Autorità; in alternativa, vengono utilizzati i prezzi medi dell'energia come risultanti dalle bollette dei singoli utenti.

Qualità del servizio

Qualità commerciale del servizio

Il settore del telecalore, prima dell'entrata in vigore della regolazione della qualità commerciale, presentava una scarsa diffusione delle Carte dei servizi e, più in generale, di standard orientati a disciplinare la qualità delle prestazioni rese dal gestore del servizio all'utente.

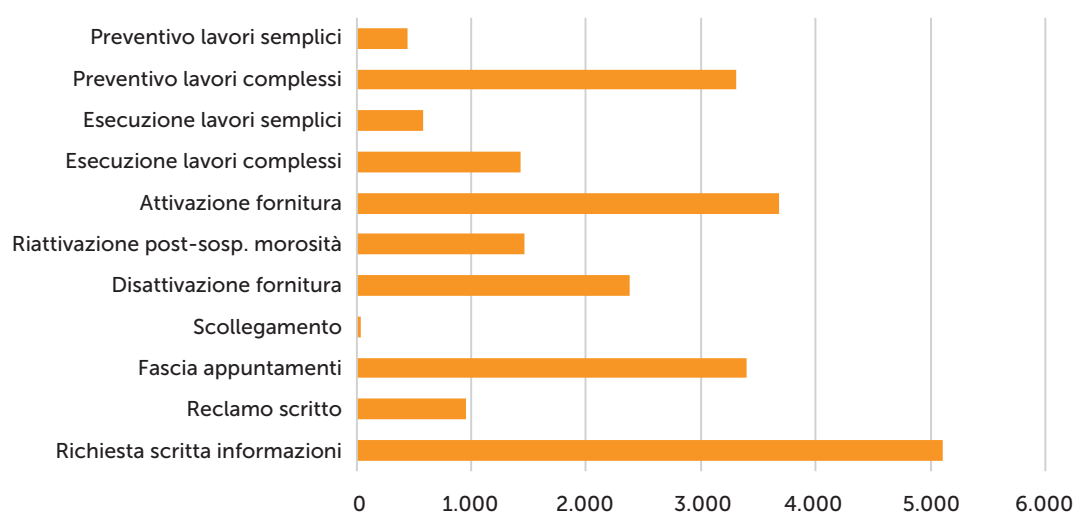
⁸ Il *boxplot* è un grafico che descrive in modo sintetico la distribuzione di una popolazione di dati attraverso alcune variabili statistiche. La scatola (*box*) è delimitata dal 1° quartile (Q1, in basso) e dal 3° quartile (Q3, in alto) e divisa a metà dal 2° quartile (o mediana, Q2: separazione tra la campitura azzurra e quella blu), rappresentando dunque nel complesso la posizione del 50% centrale della popolazione. Ai suoi lati si trovano i baffi (*whisker*), inferiore e superiore, che rappresentano insieme la distribuzione dell'altro 50% della popolazione: i loro estremi rappresentano infatti, rispettivamente, il valore minimo e quello massimo (esclusi i valori considerati anomali, i c.d. *outlier*).

Con l'entrata in vigore della regolazione, l'Autorità ha previsto specifici obblighi informativi in capo agli esercenti, al fine di monitorare la qualità del servizio e il rispetto degli standard minimi previsti. Di seguito sono riportati i risultati dell'analisi dei dati relativi all'anno 2022.

Numero di prestazioni

Per quanto riguarda gli esercenti di maggiori dimensioni, tra le prestazioni più numerose (Fig. 4.12) si evidenziano le richieste scritte di informazioni (più di 5.000), le attivazioni della fornitura, le richieste di appuntamento (per l'esecuzione di prestazioni che richiedono la presenza dell'utente) e il preventivo di lavori complessi. Per contro, sono estremamente contenute le richieste di scollegamento dalla rete (appena 38).

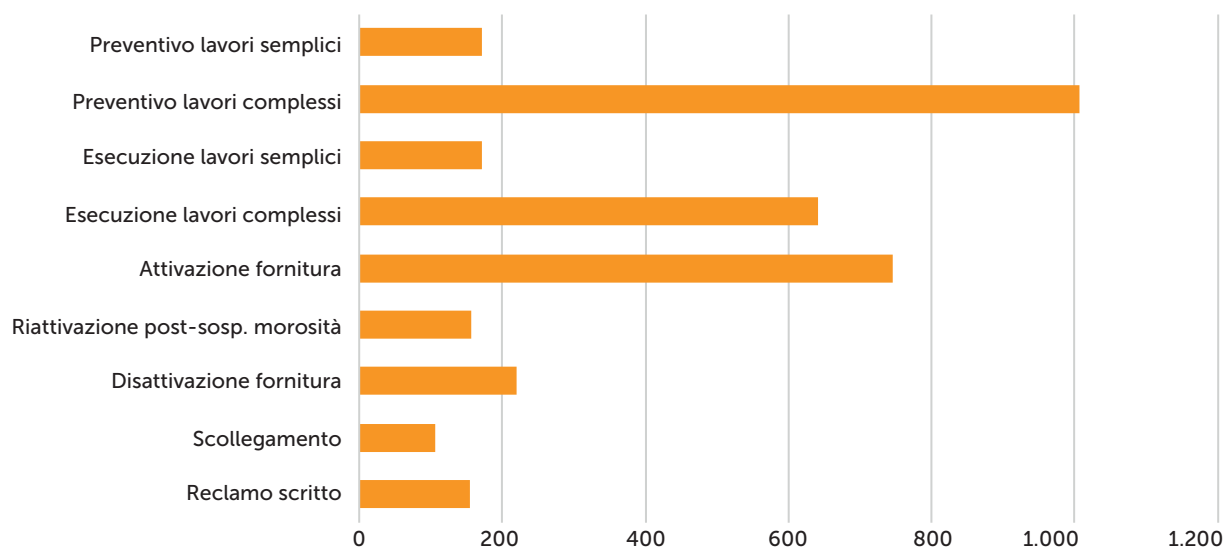
FIG. 4.12 Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2022



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

La disciplina della RQCT⁹ richiede agli esercenti di medie dimensioni di comunicare informazioni relative ad un set ridotto di prestazioni di qualità commerciale. Il numero di prestazioni richieste (Fig. 4.13) riflette la minore quota di mercato di questo tipo di operatori (circa 1/3 del totale). Tra le prestazioni più frequenti si evidenziano le richieste di attivazione del servizio e di preventivi/esecuzione di lavori complessi. Anche tali operatori sono caratterizzati da un numero limitato di richieste di scollegamento (106 richieste).

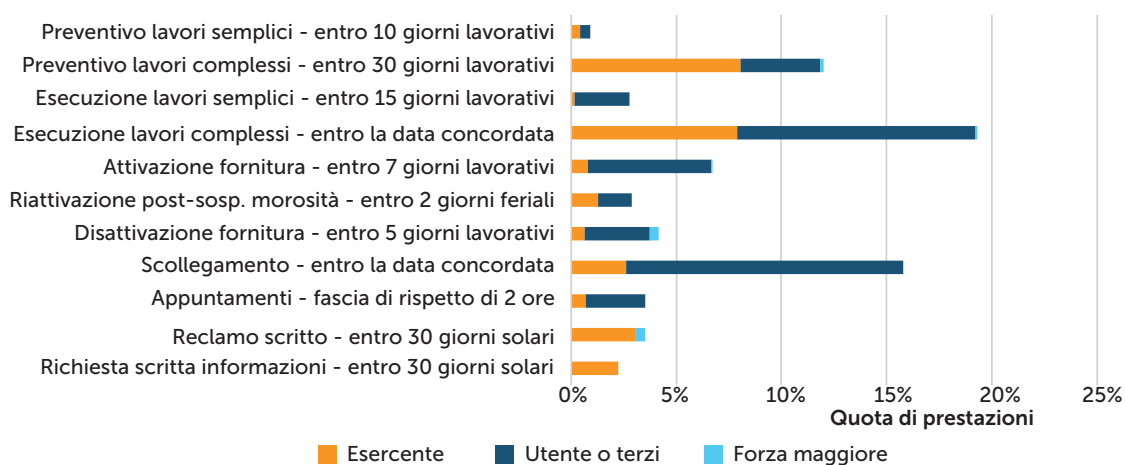
⁹ RQCT è la Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022-31 dicembre 2025, allegato A alla delibera 23 novembre 2021, 526/2021/R/tr.

FIG. 4.13 Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2022

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

Tempo di esecuzione delle prestazioni

Gli obblighi informativi previsti all'Autorità impongono agli operatori di comunicare annualmente informazioni sul rispetto degli standard previsti dalla RQCT e, nel caso di superamento dei termini, le relative motivazioni, suddivise tra causa di forza maggiore, causa dell'utente o di terzi e causa di responsabilità dell'esercente. L'analisi dei dati ha confermato che gli standard imposti dall'Autorità sono in genere rispettati.

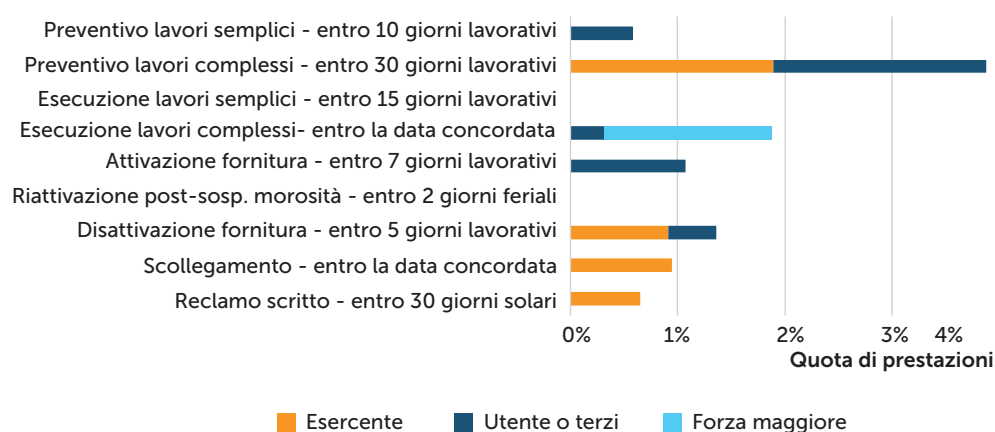
FIG. 4.14 Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2022

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

Per gli esercenti di maggiori dimensioni la percentuale di prestazioni eseguite oltre i tempi previsti per cause imputabili all'esercente (barra arancione in figura 4.14) è in genere inferiore al 5%. Solamente nel caso di preventivo

ed esecuzione di lavori complessi, la quota di responsabilità dell'esercente per il mancato rispetto dello standard risulta intorno all'8% delle prestazioni richieste.

FIG. 4.15 Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2022



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

Anche nel caso degli esercenti di medie dimensioni (Fig. 4.15) non emergono particolari criticità. Il mancato rispetto degli standard per cause imputabili all'esercente non risulta aver superato in nessun caso il 2% delle prestazioni erogate.

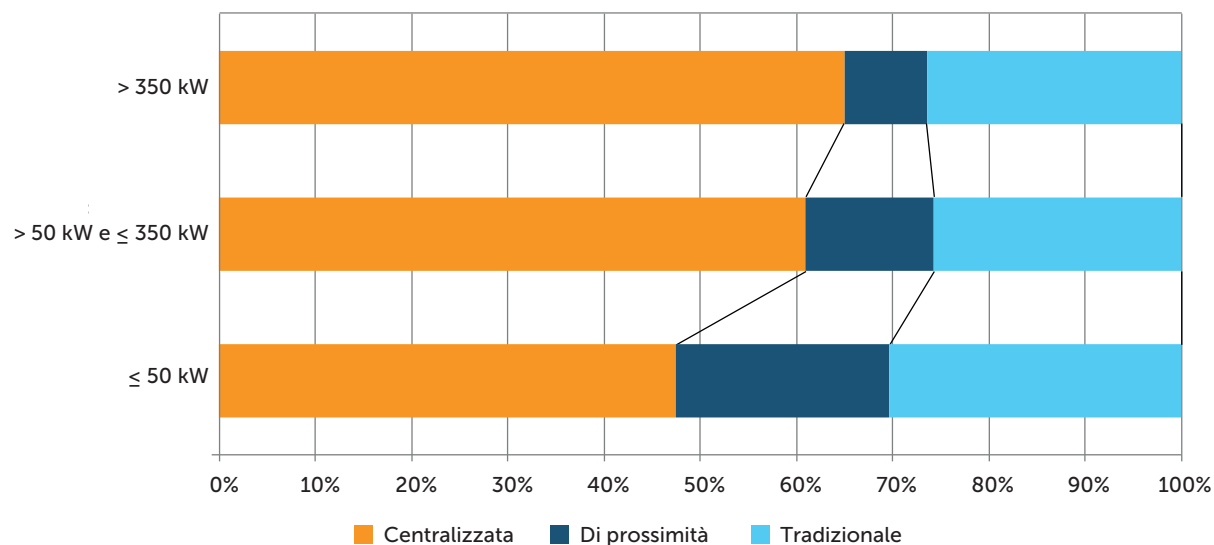
Misura dell'energia termica

Ai sensi del TIMT¹⁰, dall'anno 2023 gli operatori sono a tenuti a comunicare alcune 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 2022 circa il 71% dei misuratori presentava tale funzionalità). Scendendo più nel dettaglio, tra i misuratori teleletti il 51% permette una lettura centralizzata mentre la quota rimanente (20%) usa tecnologie di lettura di prossimità (sistemi c.d. *walk by* o *drive by*).

¹⁰ Il TIMT è il Testo integrato di regolazione della misura nei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022-31 dicembre 2024, allegato A alla delibera 17 novembre 2020, 478/2020/R/tr.

FIG. 4.16 Metodo di lettura dei misuratori del telecalore nel 2022 per tipologia di utente

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

La telelettura (Fig. 4.16) è meno diffusa tra contatori di piccola taglia, in quanto il minor livello di consumi ha reso storicamente meno conveniente il ricorso a tale tecnologia.

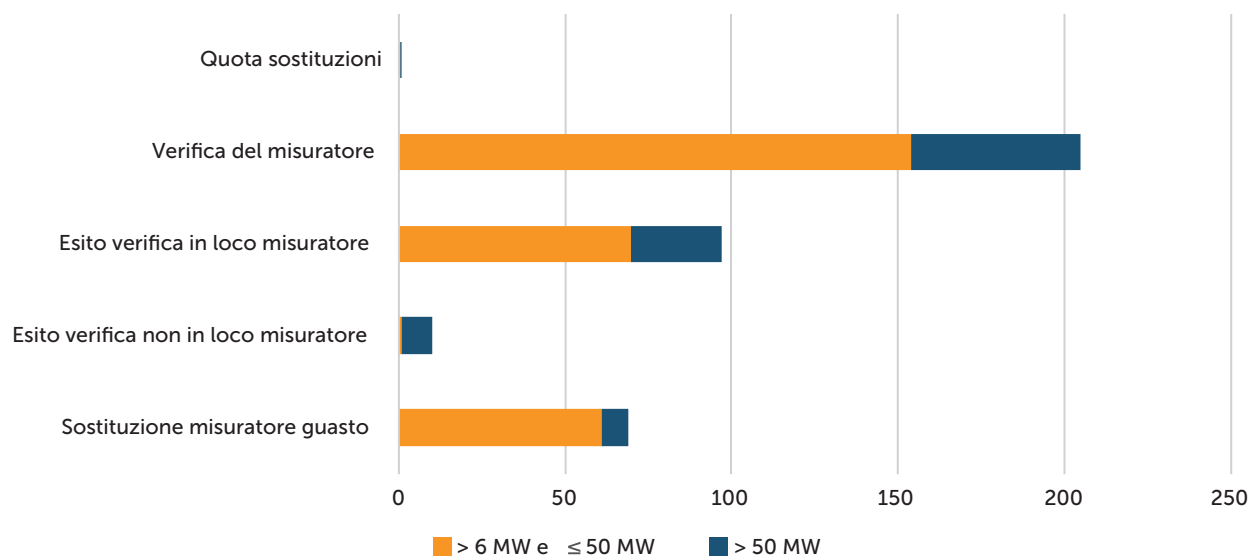
Verifica dei misuratori

La figura 4.17 presenta il numero di prestazioni di qualità commerciale relativo ai misuratori, suddiviso in base alla tipologia di esercente.

Nel 2022 sono stati effettuati circa 200 interventi per la verifica¹¹ del corretto funzionamento del misuratore. In oltre il 90% dei casi la verifica è stata svolta in loco, senza procedere alla rimozione del contatore di calore dalla sottostazione d'utenza. Nel 34% dei casi è stato necessario sostituire il misuratore per la presenza di anomalie (strumento guasto o malfunzionante). Si riporta, infine, che le prestazioni effettuate sui misuratori si sono svolte nel rispetto degli standard di qualità¹² definiti dall'Autorità.

11 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 93.4:2024 – "Linee guida per la verifica funzionale del contatore di energia termica effettuata su richiesta del cliente del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento").

12 Nel dettaglio, gli standard specifici applicabili prevedono: 15 giorni lavorativi per la verifica del misuratore; 10 giorni lavorativi per l'esito della verifica del misuratore in loco e 30 giorni lavorativi per quello non in loco; 15 giorni lavorativi per la sostituzione del misuratore guasto.

FIG. 4.17 Numero di prestazioni di qualità commerciale relative ai misuratori richieste agli esercenti nel 2022

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.



CAPITOLO

5



**STATO DEI SERVIZI
IDRICI**

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica

A partire dall'anno 2018, l'Autorità ha introdotto una specifica regolazione in materia di qualità tecnica del servizio idrico integrato (SII)¹ finalizzata alla promozione di uno stabile miglioramento nella qualità del servizio erogato alle utenze (RQTI). La qualità viene misurata con l'ausilio di specifici indicatori classificabili in tre categorie:

- 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.

I principali strumenti di incentivo a supporto di tale regolazione 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. 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 e istituisce precisi obblighi di registrazione e di rendicontazione di tutte le grandezze necessarie.

Alla data di stesura della presente *Relazione Annuale*, 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. Si tratta della terza edizione condotta dall'Autorità⁴, che ha riguardato la raccolta dei dati tecnici consuntivi relativi agli anni 2022 e 2023. Sulla base di tali dati e informazioni, sono in corso 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 del precedente ciclo di applicazione del meccanismo incentivante (riferito al biennio 2020 e 2021) sono pubblicati nella delibera 17 ottobre 2023, 477/2023/R/idr, e sono illustrati nel successivo paragrafo "Esiti dell'applicazione del meccanismo incentivante RQTI per il biennio 2020-2021"⁵.

1 Delibera 27 dicembre 2017, 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).

4 Come prospettato dalla delibera 6 febbraio 2024, 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*.

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 della RQTI, nello specifico con i dati relativi all'anno 2016⁶ (cosiddetto "anno base"). Come già rilevato nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, 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 alla RQTI con la delibera 28 dicembre 2023, 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, come meglio descritto nel Volume II della presente *Relazione Annuale*.

Nei paragrafi successivi è inoltre mostrato un approfondimento specifico sugli interventi pianificati per conseguire gli obiettivi di qualità tecnica definiti per il quadriennio 2020-2023, 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.

Servizio di acquedotto

Al fine del monitoraggio della qualità del servizio di acquedotto, nell'ambito della regolazione della qualità tecnica introdotta dall'Autorità, sono presi a 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 della 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.

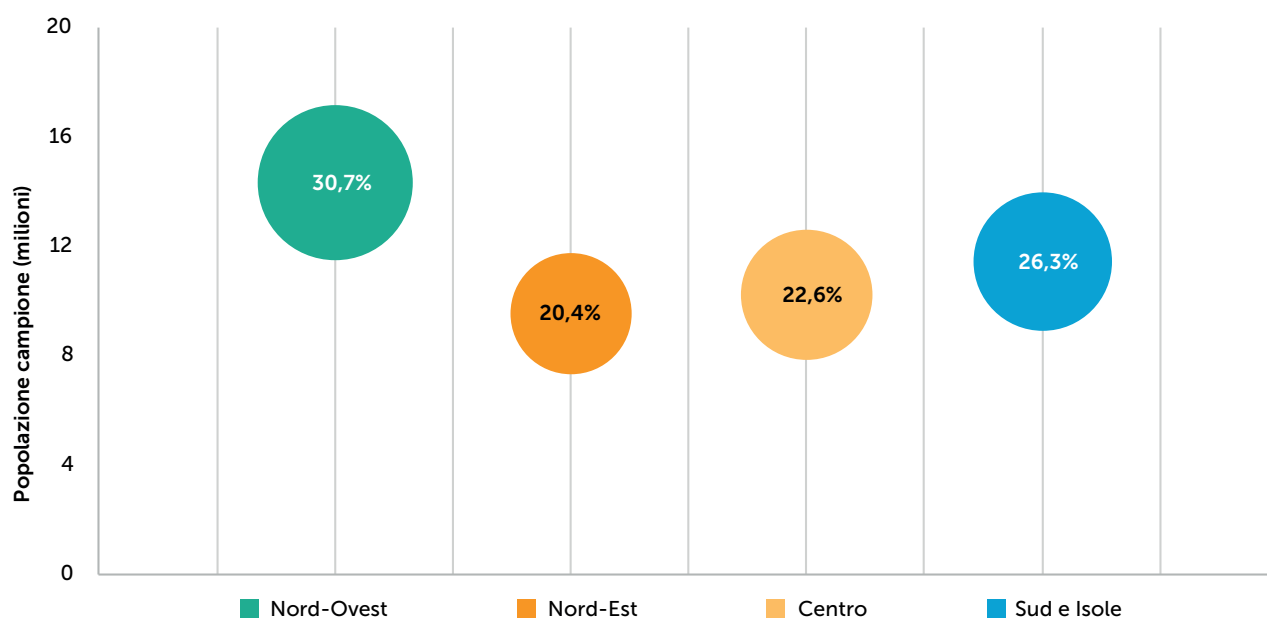
⁶ Solo per alcune residuali gestioni, l'anno base è stato posto al 2017.

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 (RQSI)".

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.

Nel seguito saranno mostrate le principali evidenze emerse dall'analisi dei dati relativi agli indicatori sopra menzionati, considerando un campione composto da 158 gestioni del servizio idrico integrato, 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 30,7% della popolazione rappresentata è servito da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 20,4% e il 22,6% sono rappresentati da gestioni operanti rispettivamente nelle Regioni del Nord-Est e nel Centro e il 26,3% nell'area Sud e Isole.

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 (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

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*.

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:

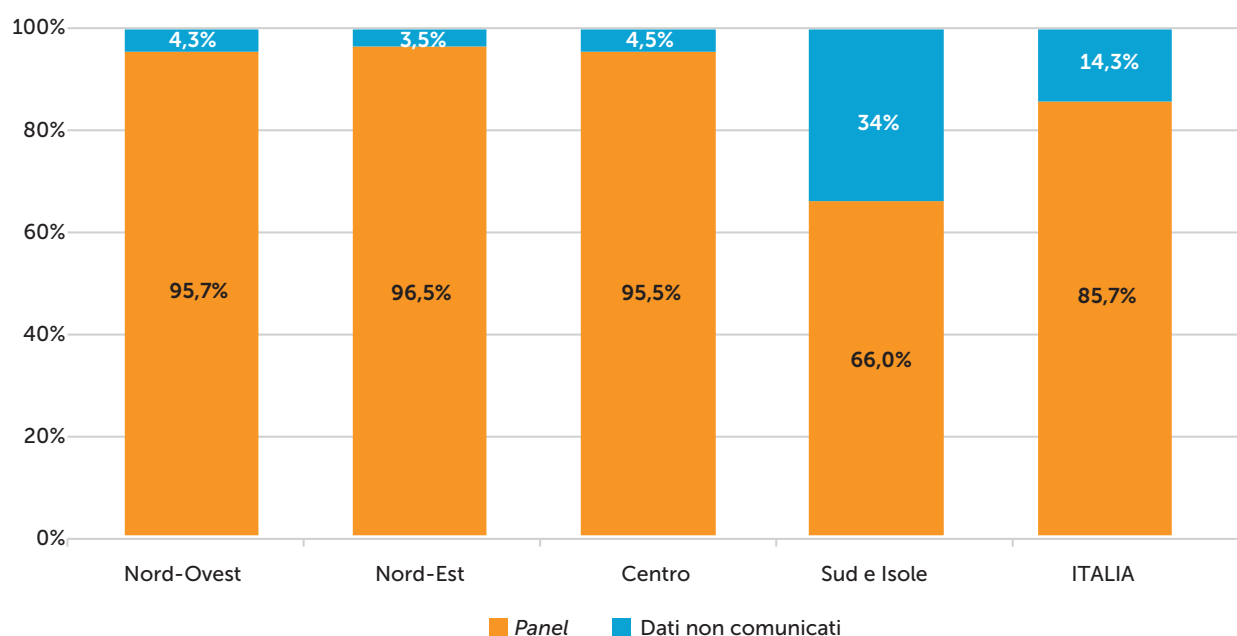
- M1a – "Perdite idriche lineari", ottenuto dal rapporto tra il volume medio giornaliero delle perdite idriche totali e la lunghezza complessiva della rete di acquedotto nell'anno considerato;
- M1b – "Perdite idriche percentuali", definito come il rapporto tra il volume delle perdite idriche totali e il volume complessivo in ingresso nel sistema di acquedotto.

⁹ Nella precedente *Relazione Annuale* il campione era composto da 163 gestioni che servono circa 49 milioni di abitanti, con una copertura pari all'84,6% della popolazione residente italiana. Si nota che, a fronte di una lieve crescita della copertura del campione, il numero di gestioni risulta in diminuzione, indicando la presenza di un processo di aggregazione in corso.

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 (ovvero 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 e dalla Sicilia.

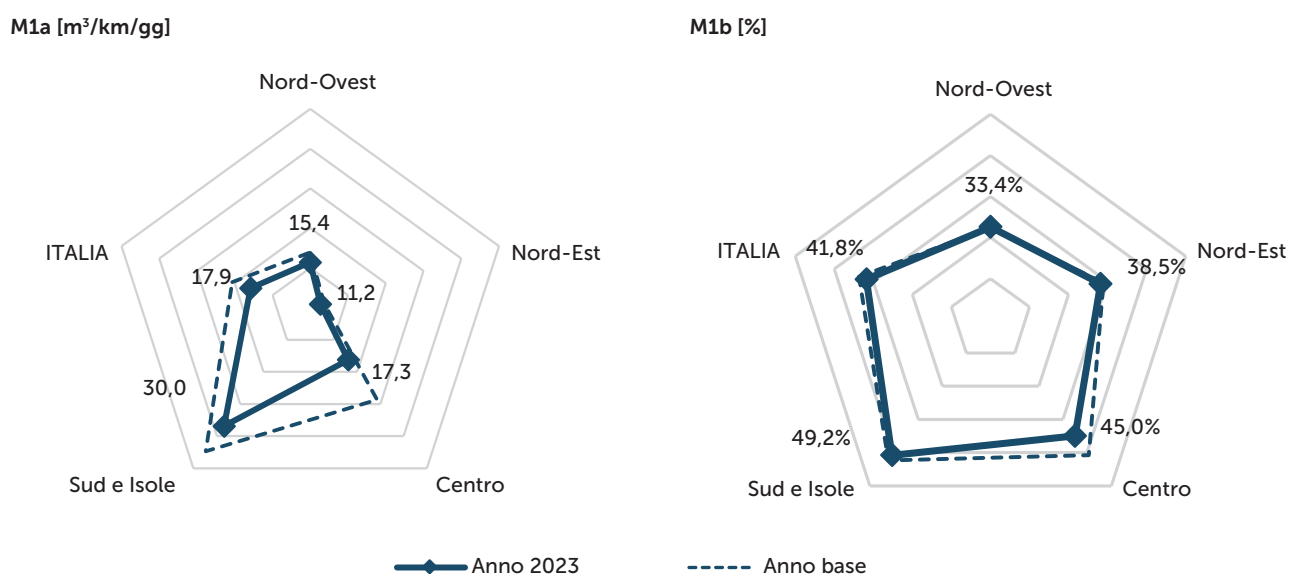
FIG. 5.2 Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

A livello nazionale, per il campione analizzato, le perdite idriche lineari sono risultate mediamente pari a 17,9 m³/ (km*gg) e le perdite percentuali mediamente pari al 41,8%, 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 figura 5.3).

FIG. 5.3 Valori medi degli indicatori M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali, per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 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. Si è pertanto proceduto a effettuare un'analisi "isoperimetro" delle *performance* conseguite per il macro-indicatore M1 nel periodo compreso tra il 2016 e il 2021, costruendo un campione *ad hoc* che includesse solo le gestioni per le quali i dati sono presenti nei *dataset* dell'Autorità per tutte le citate annualità, con l'accortezza di escludere le gestioni che hanno modificato in maniera significativa il proprio perimetro, mentre sono state lasciate 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.

Alla luce di quanto sopra illustrato, il campione identificato per l'analisi isoperimetro risulta composto come indicato nella tavola 5.1, mostrando una certa sottorappresentazione delle gestioni dell'area territoriale Sud e Isole.

Nell'ambito del campione individuato, i risultati dell'anno base (2016) e quelli dell'ultimo anno di riferimento attualmente disponibile (2021) sono riportati nella tavola 5.2, evidenziando le migliori condizioni delle aree Nord-Ovest e Nord-Est, rispetto a Centro e Sud e Isole.

TAV. 5.1 *Composizione del campione isoperimetro*

MACRO-REGIONE	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA
Nord-Ovest	35	78,9%
Nord-Est	31	93,9%
Centro	23	84,9%
Sud e Isole	14	53,2%
TOTALE	103	74,0%

Fonte: ARERA, elaborazioni interne.

TAV. 5.2 *Dati iniziali e finali del macro-indicatore M1, suddivisi per area geografica*

MACRO-REGIONE	ANNO 2016		ANNO 2021	
	M1a [m ³ /km/gg]	M1b [%]	M1a [m ³ /km/gg]	M1b [%]
Nord-Ovest	18,41	32,3%	16,73	31,7%
Nord-Est	11,16	36,5%	10,80	36,3%
Centro	23,02	49,4%	16,36	42,0%
Sud e Isole	33,72	52,7%	30,98	51,9%
TOTALE	20,45	43,1%	17,62	40,5%

Fonte: ARERA, elaborazioni interne.

TAV. 5.3 *Miglioramenti del macro-indicatore M1 dal 2016 al 2021, suddivisi per area geografica*

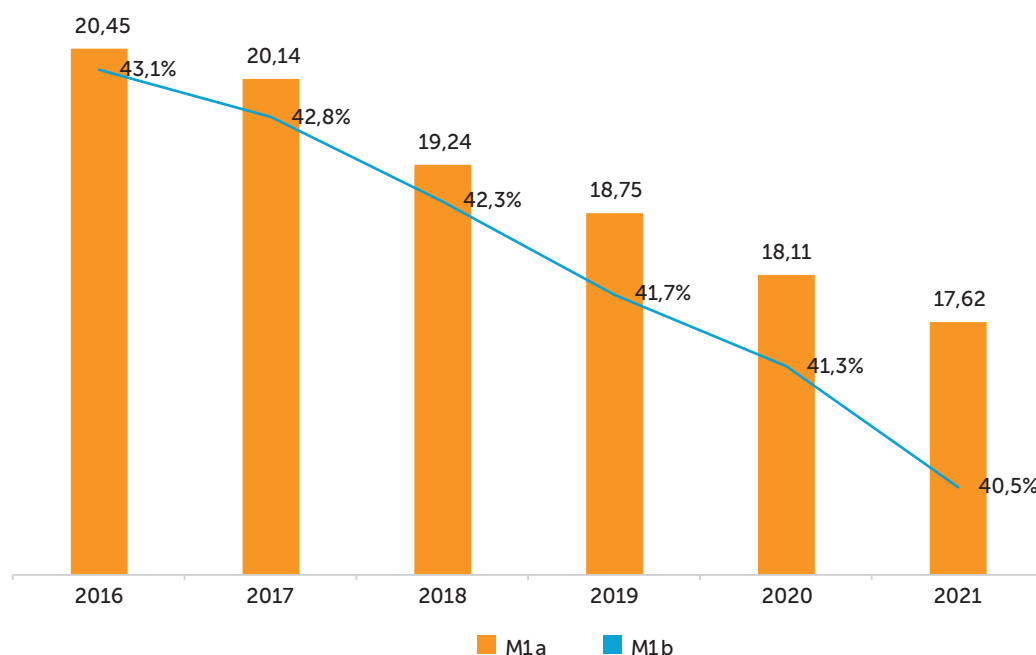
MACRO-REGIONE	DELTA 2016 VS 2021	
	M1a [m ³ /km/gg]	M1b [%]
Nord-Ovest	-9,1%	-2,0%
Nord-Est	-3,3%	-0,7%
Centro	-28,9%	-15,0%
Sud e Isole	-8,1%	-1,7%
TOTALE	-13,9%	-5,9%

Fonte: ARERA, elaborazioni interne.

Ne deriva che nel periodo 2016-2021, come indicato nella tavola 5.3, 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 molto più accentuati al Centro, i cui dati di partenza erano sub-ottimali. Si evidenzia anche il 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 isoperimetro sopra rappresentato è migliorativo rispetto a quello rilevato nella precedente *Relazione Annuale* per il medesimo periodo di riferimento e in considerazione di tutte le gestioni rispondenti: -12% per l'indicatore M1a – Perdite idriche lineari e -4,4% dell'indicatore M1b – Perdite idriche percentuali. Nella figura 5.4 si nota l'effetto di accelerazione dei miglioramenti negli ultimi anni considerati.

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 maggior 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.

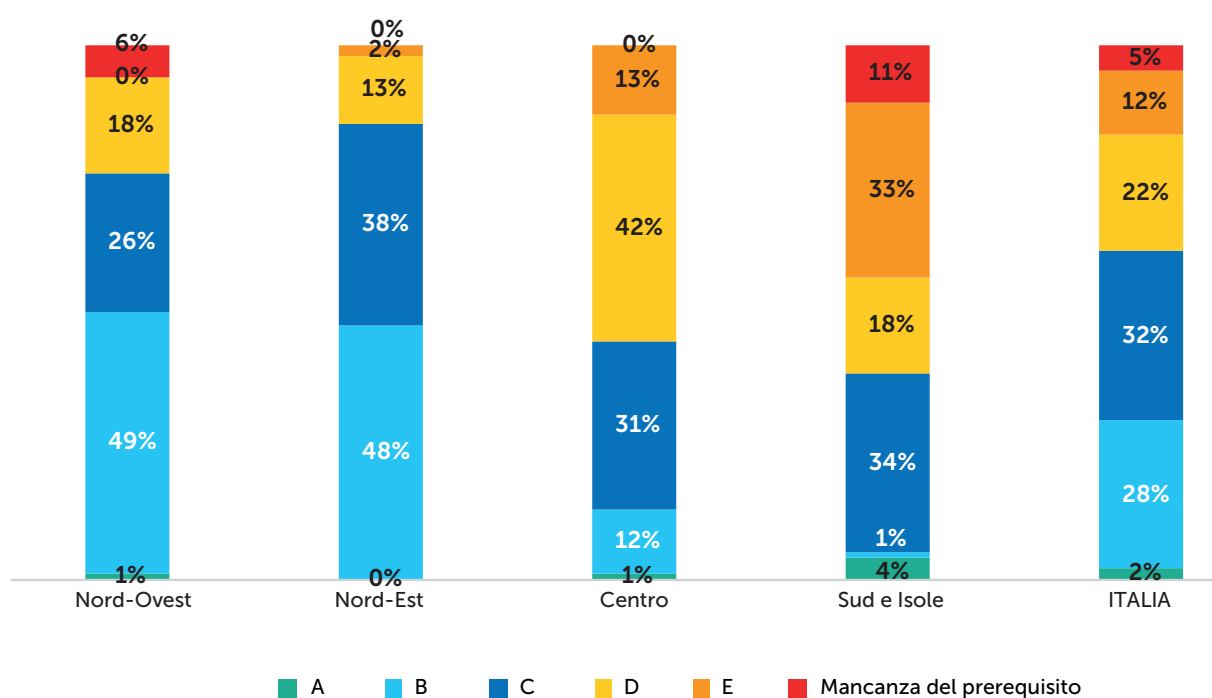
Passando ora alla disamina dei dati raccolti in considerazione delle novità introdotte dalla delibera 637/2023/R/idr, nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M1¹⁰

¹⁰ Come previsto dal comma 6.3 della RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M1a inferiore a 12 m³/km/gg e M1b inferiore al 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). 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 evidenzia una grande eterogeneità nelle condizioni di partenza degli operatori, dal momento che la popolazione si distribuisce prevalentemente sulle classi B, C e D, e, in misura minore, nella classe più virtuosa (A), che è rappresentata solo dal 2% di popolazione e nella classe peggiore (E), che evidenzia una frequenza estremamente diversa nelle diverse aree geografiche. Si segnala poi la presenza di talune gestioni prive del prerequisito relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati di misura, che servono il 5% della popolazione, prevalentemente (ma non esclusivamente) collocate nell'area Sud e Isole.

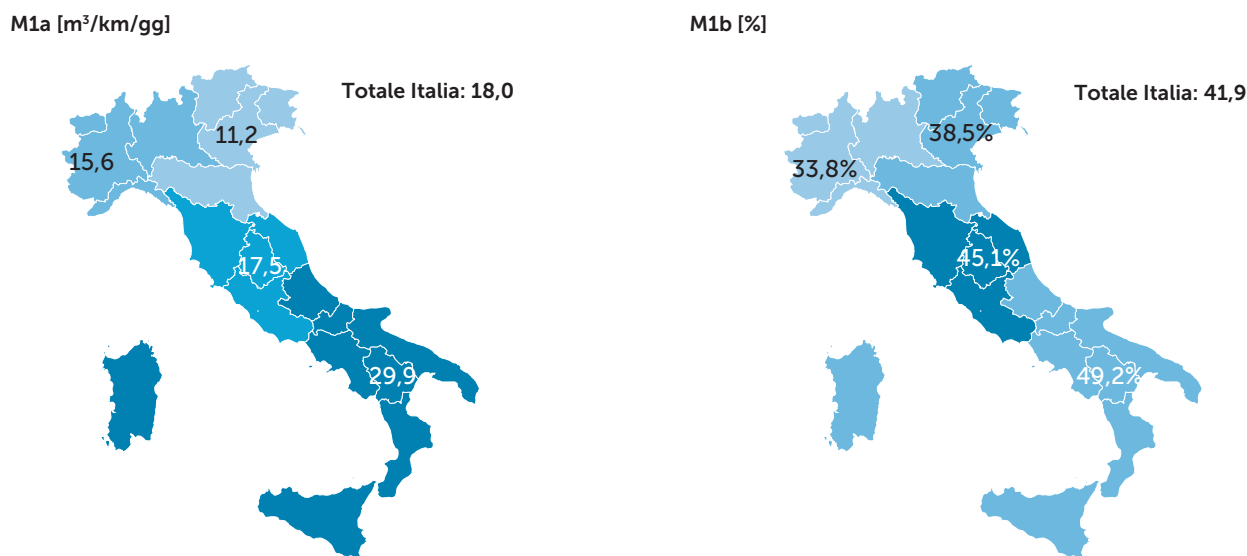
FIG. 5.5 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche ai sensi della delibera 637/2023/R/idr*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

La 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 18,0 m³/km/gg e al 41,9%, 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 rinvengono 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



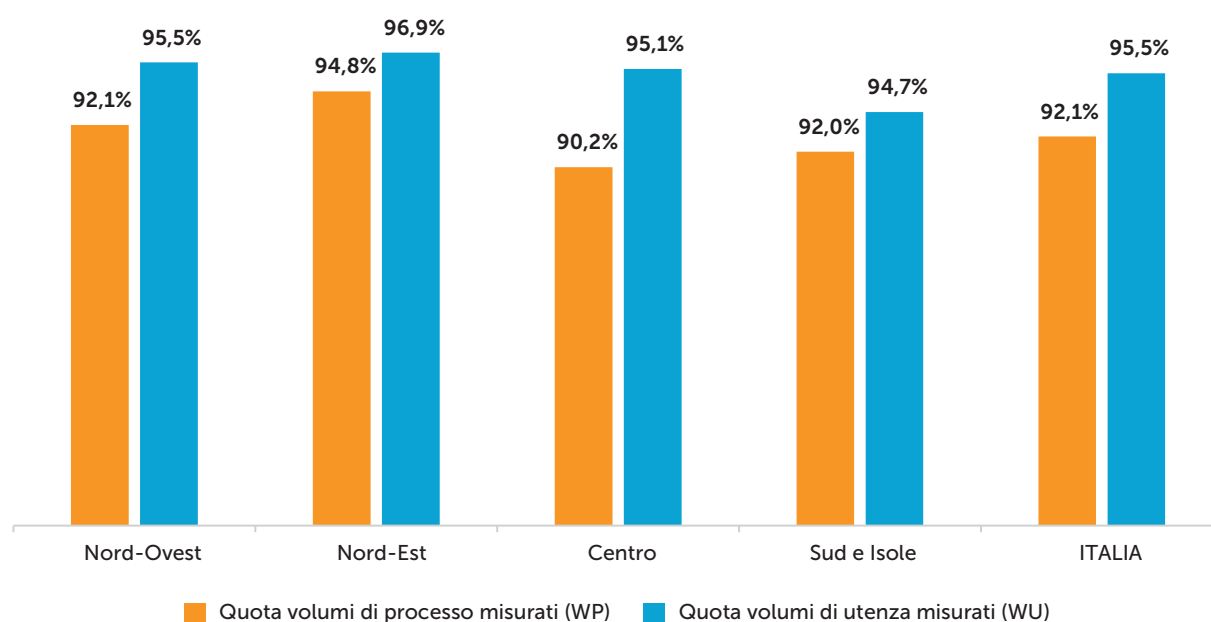
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

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* di misura ottenute con le soglie stabilite dalla regolazione¹¹. 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 dal 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 al 92,1% e al 95,5% (Fig. 5.7), 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 19.

11 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.

FIG. 5.7 Quota di volumi di processo e di utenza misurati sui volumi totali per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

In relazione alla diffusione dei misuratori presso le utenze finali, pur avendo già indicato nelle precedenti *Relazioni Annuali* livelli molto buoni di installazione, per l'anno 2021 si registra un ulteriore lieve incremento, tale da portare il tasso di utenze dotate di misuratore al 99% delle utenze servite.

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 figura 5.8, 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 38%) e una contestuale contrazione della classe costituita da misuratori più vecchi di 15 anni.

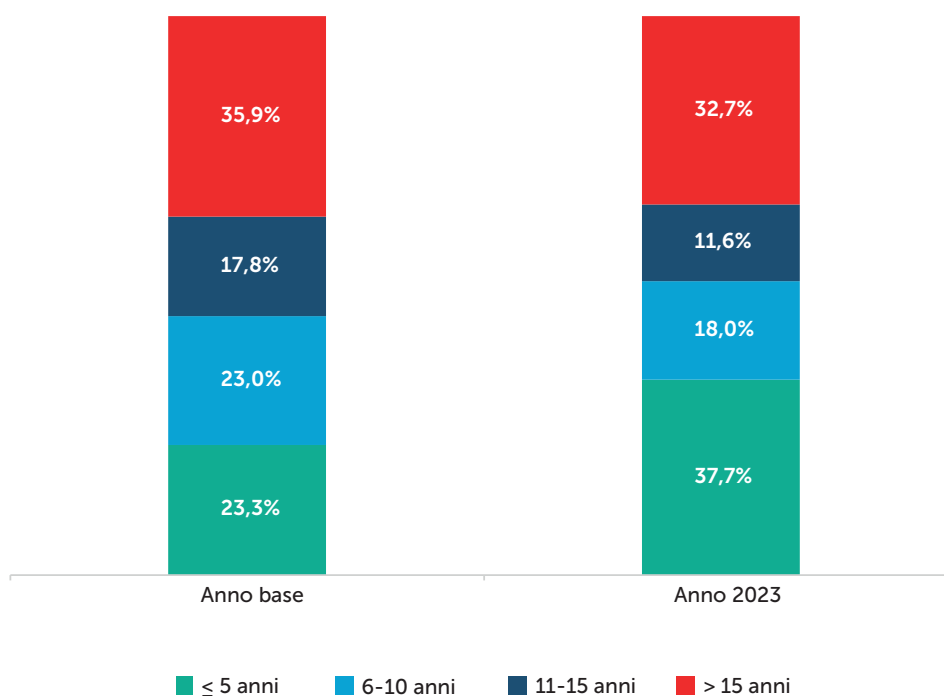
In tema di misura, è vigente dall'anno 2016 una regolazione specifica introdotta con la delibera 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, recante "Regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale" (TIMSII). Al termine del 2021 l'Autorità ha concluso l'attività di aggiornamento e revisione del quadro regolatorio in materia, con la pubblicazione della delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr. Tra le novità introdotte, si richiama l'introduzione di alcuni nuovi indicatori da affiancare al macro-indicatore M1 nell'ambito delle valutazioni di *performance* oppure per scopi di monitoraggio. Più nello specifico, 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 m³, ovvero pari a 3 per gli utenti finali con consumi medi annui superiori a 3.000 m³, 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.

FIG. 5.8 *Suddivisione del numero di misuratori d'utenza per classi d'età*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

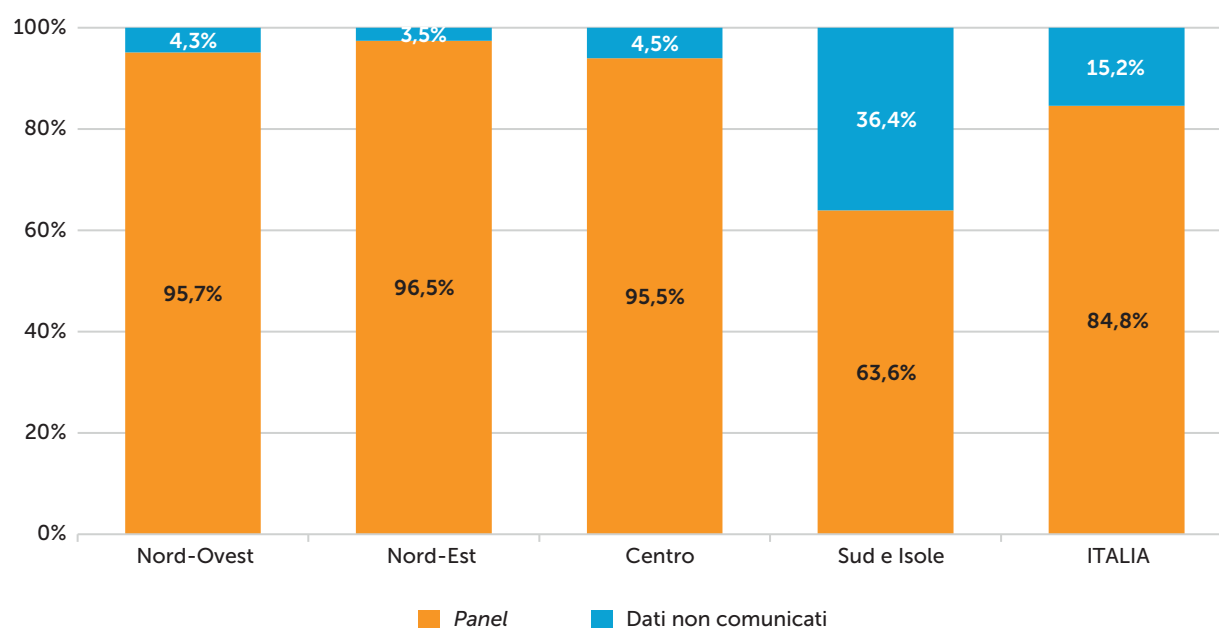
I dati raccolti in relazione ai citati indicatori confermano quanto rappresentato nella precedente *Relazione Annuale*, mostrando un valore medio pari al 76,8% per l'indicatore $G1.1_{ut}$ e un livello medio pari al 77,8% per l'indicatore $G1.1_{proc}$. Per quanto riguarda il tasso di diffusione delle 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 ($G1.2_{proc} = 47,6\%$), 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.

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 interruzione¹² 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 finali¹³ serviti dal gestore.

Con riferimento al citato macro-indicatore, il *panel* di riferimento per le analisi mostrate nel seguito (relative all'anno 2023)¹⁴, è composto da 156 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 (63,6%), 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 (RQT) 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 227 ore, in lieve miglioramento rispetto ai dati comunicati per l'anno base. In tali realtà, i soggetti competenti hanno dichiarato che i miglioramenti sono rallentati

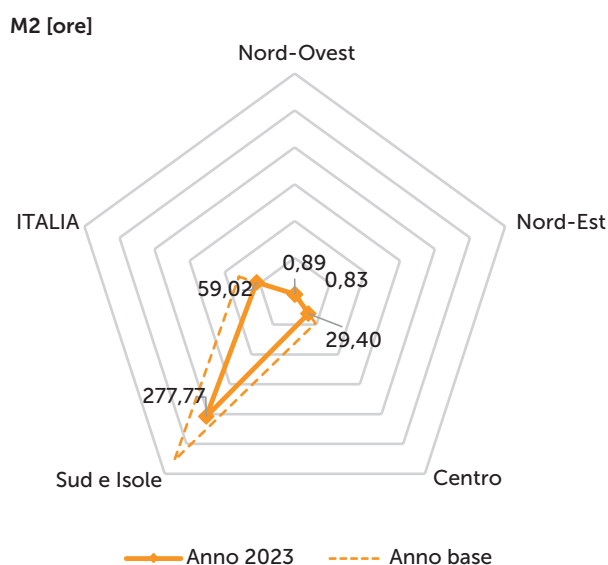
12 La RQTI definisce interruzione del servizio di acquedotto "la mancata fornitura del servizio, per un utente finale, alle condizioni minime di portata e carico idraulico definite dalla normativa vigente o, nei casi previsti, specificate nel contratto di utenza; sono ricomprese tutte le tipologie di interruzione, incluse quelle per razionamento idrico in condizioni di scarsità".

13 Nel conteggio deve essere considerato, per le utenze condominiali, il numero di utenti indiretti sottesi, ai sensi dell'art. 9 della RQTI.

14 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.

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



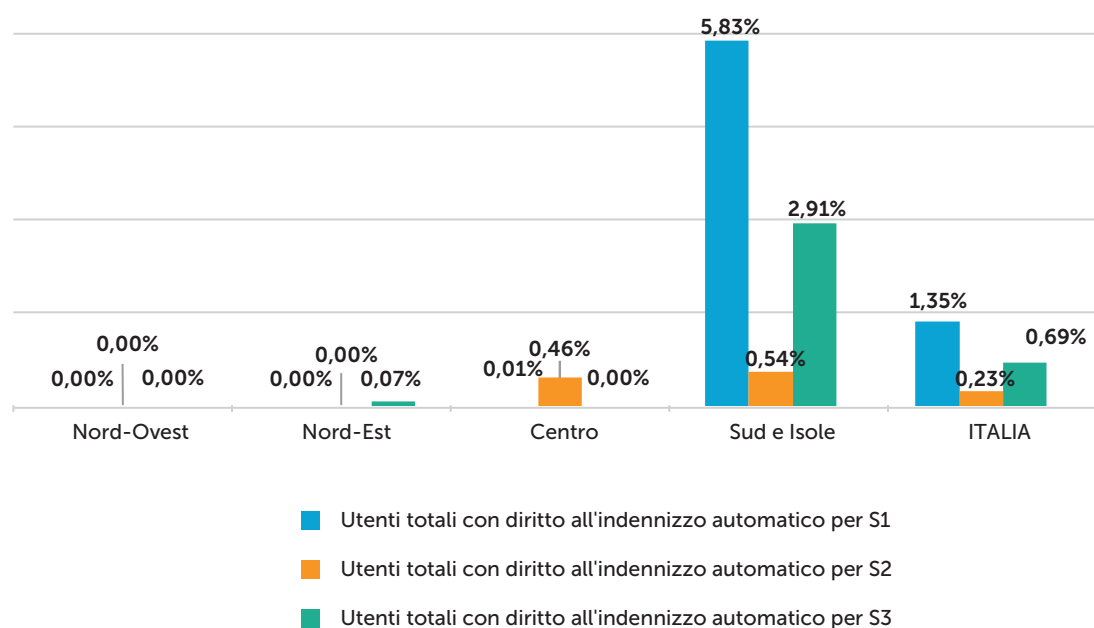
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

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).

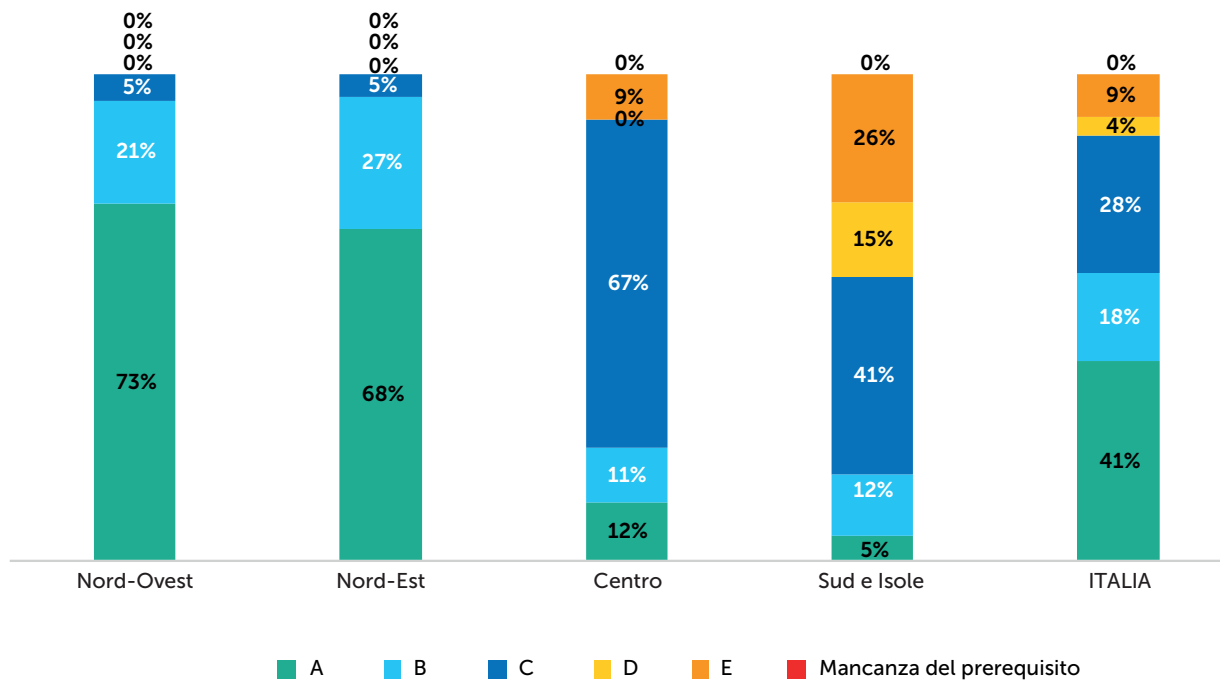
La RQTI prevede che l'EGA possa stabilire, per il territorio di propria competenza, livelli migliorativi per uno o più degli standard specifici definiti dalla regolazione, informando opportunamente le utenze mediante la Carta dei servizi. Dall'analisi compiuta è emerso che per il 34% della popolazione 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 M2¹⁵ (Fig. 5.12). Si rammenta che per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una rilevante modifica rispetto alla precedente regolazione, incrementando le classi da tre a cinque e 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 alcune gestioni del Centro e, con maggiore frequenza (26% della popolazione) nell'area geografica meridionale e insulare¹⁶. Si segnala l'assenza di gestioni con problematiche legate al prerequisito relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati.

¹⁵ Come previsto dal comma 9.4 della 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.

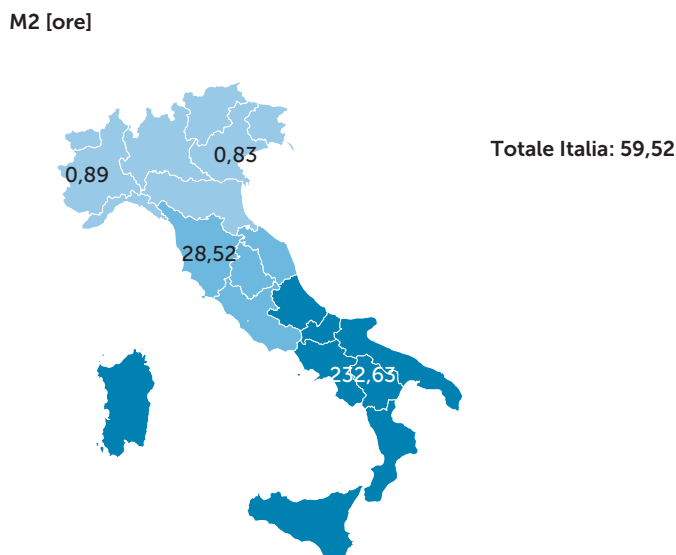
¹⁶ Si precisa che, nel campione relativo all'area geografica Sud e Isole, non è stata considerata una gestione specifica che presenta, per l'anno 2023, un valore di M2 assolutamente anomalo e non ancora sottoposto a istruttoria.

FIG. 5.12 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

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 (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

In termini quantitativi, la 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 232,63, valore in lieve peggioramento

rispetto alla situazione mostrata nella figura 5.10, probabilmente sempre in ragione dell'ampliamento territoriale delle gestioni nelle aree Centro¹⁷ e Sud e Isole. Il valore medio nazionale si attesta a 59,52 ore.

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), espresse in termini di utenze coinvolte¹⁸ 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 156 gestioni, che servono nel complesso l'85% della popolazione residente italiana (circa 49,2 milioni di abitanti)¹⁹. 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 (64,8%), con buoni livelli di risposta per le aree del Nord e del Centro Italia (superiori al 90%).

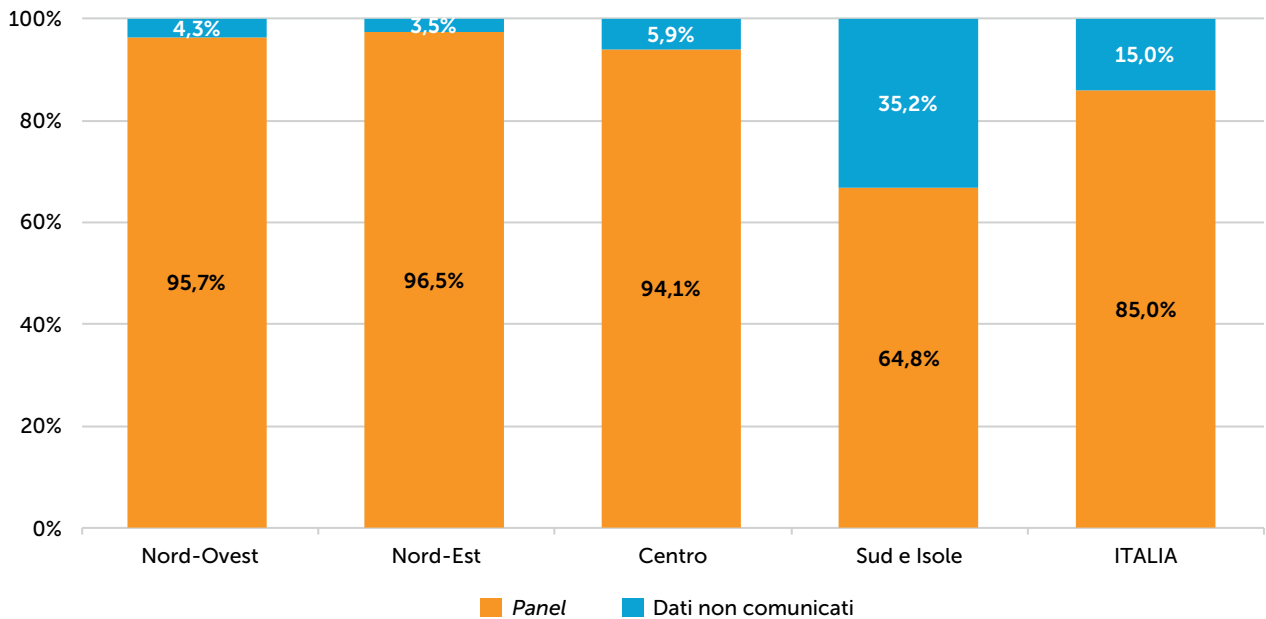
Con riferimento al campione considerato, per l'indicatore M3a (incidenza delle ordinanze di non potabilità) si osserva un valore medio nazionale dello 0,071%, in miglioramento rispetto al valore medio registrato per l'anno base (0,323%); si notano inoltre valori medi del 3,39% per M3b (percentuale dei 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 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.

¹⁷ Si segnala, peraltro, che il dato medio delle interruzioni dell'area Centro risente particolarmente del valore negativo della provincia di Frosinone.

¹⁸ Inclusive le utenze indirette sottese alle utenze condominiali.

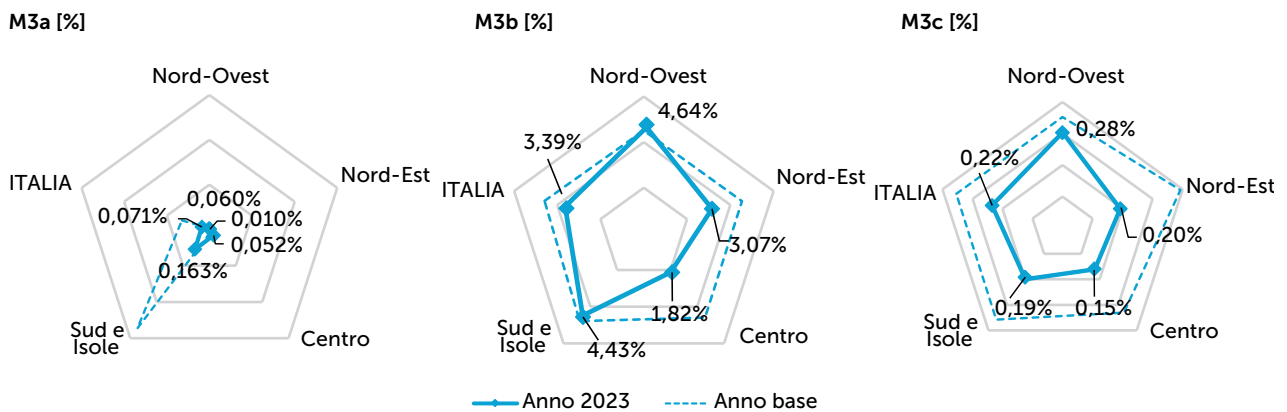
¹⁹ Dal campione è stato escluso un gestore collocato nell'area territoriale Centro dal momento che i dati comunicati presentano valori anomali, per i quali occorre svolgere una specifica istruttoria.

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 (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

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 (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

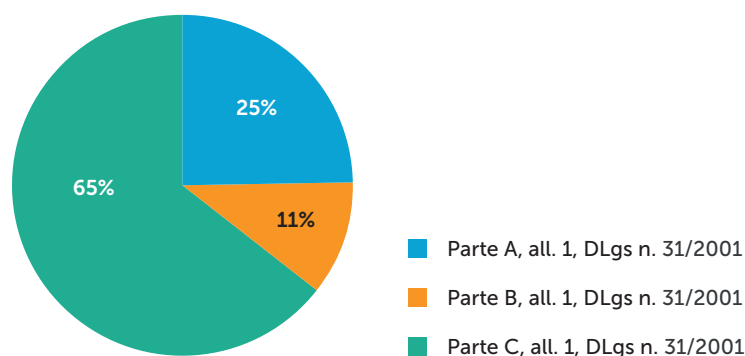
In relazione ai campioni che presentano non conformità ai limiti normativi di cui agli indicatori M3b e M3c, le valutazioni sono svolte prendendo come riferimento il decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31 per i primi mesi dell'anno 2023 e, successivamente il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18²⁰. 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 C²¹ dell'allegato 1 ai medesimi decreti. In relazione ai dati 2023, si conferma

²⁰ 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 decreto legislativo n. 31/2001 e s.m.i.

²¹ 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

(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*.

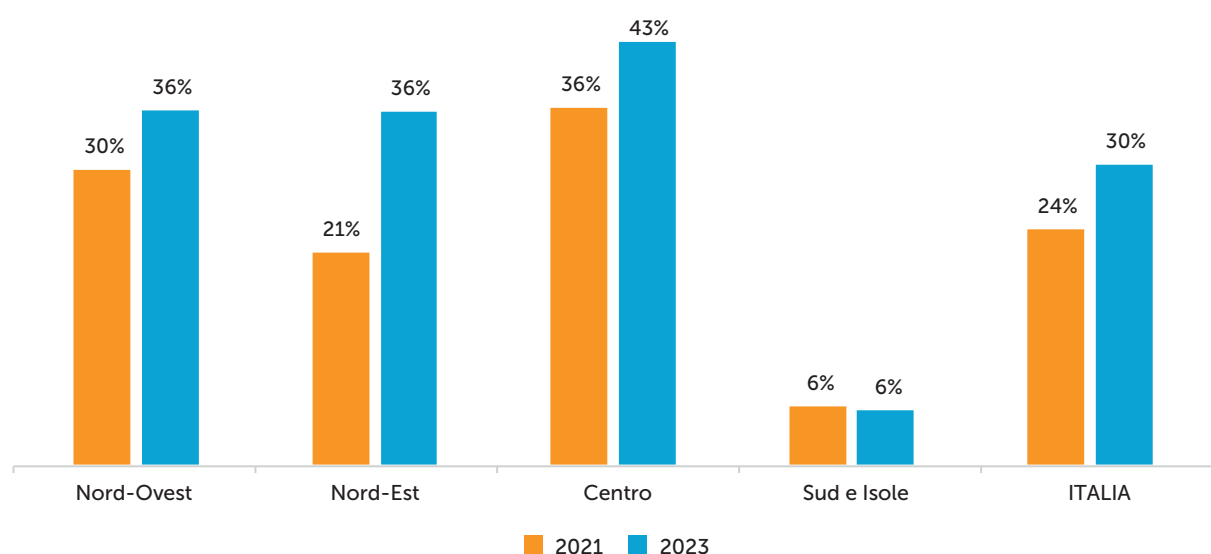
FIG. 5.16 Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C della normativa di riferimento



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

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 decreto legislativo n. 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



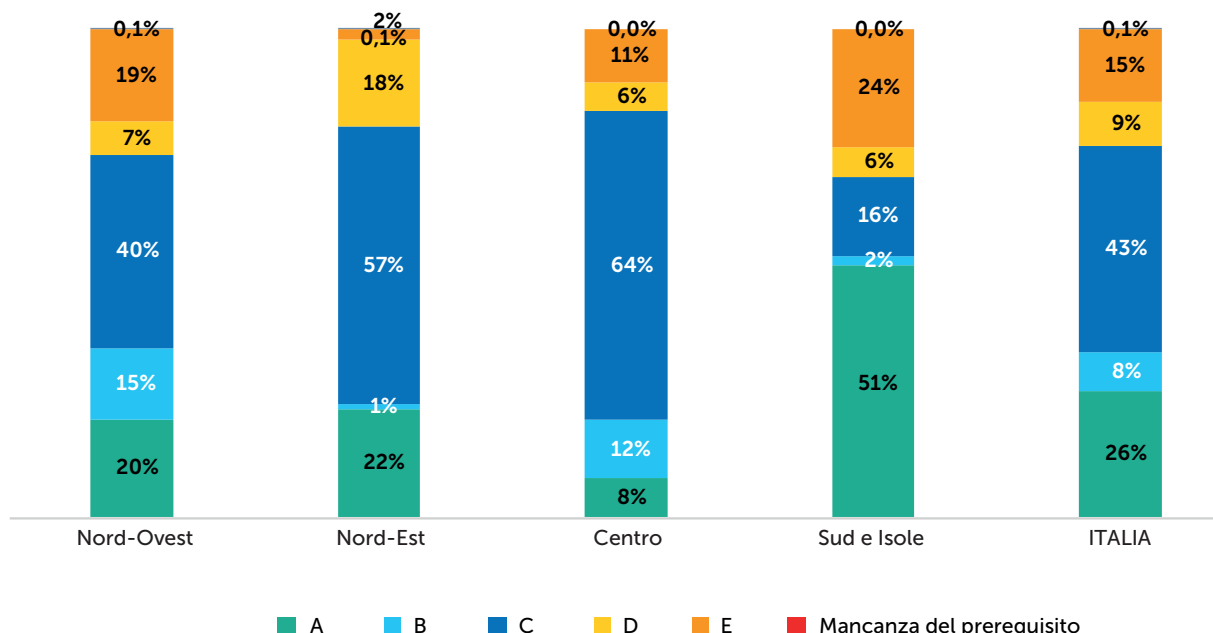
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

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.

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 M3²² (Fig. 5.18). Si rammenta che, per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una modifica alle soglie di accesso alle classi A, B e C e agli obiettivi di miglioramento previsti. A fronte di tali nuove previsioni, si evidenzia una prevalente collocazione della popolazione gestita nelle classi A e C, e in misura minore nelle classi B e D. Si segnala poi la presenza di due piccole gestioni con problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M3.

La 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%, 3,61% e 0,24%, 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 e un tasso di parametri non conformi decisamente inferiore; tale mancata correlazione, in particolare, tra gli esiti in termini di campioni e in termini di parametri sarà oggetto di specifica istruttoria, anche se, dalle prime analisi, emerge come nell'area Sud e Isole vengano testati mediamente molti più parametri per campione (riducendo quindi l'indicatore M3c), indice, probabilmente, della più ridotta applicazione di Piani di sicurezza delle acque (*Water Safety Plan*), ai sensi del decreto legislativo n. 18/2023, come già evidenziato nella precedente figura 5.17.

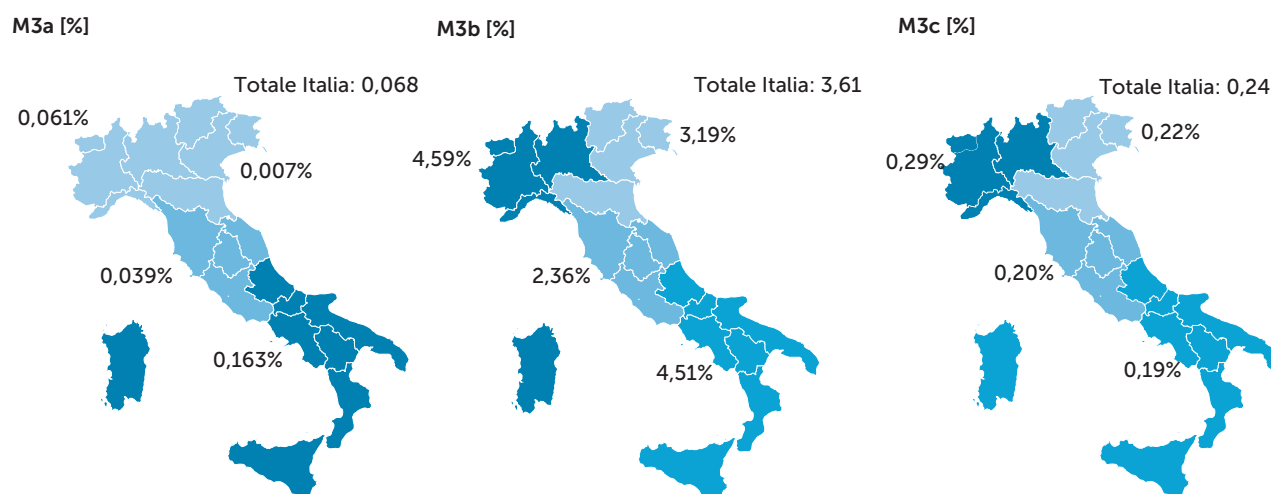
FIG. 5.18 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

22 Come previsto dal comma 10.3 della 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%.

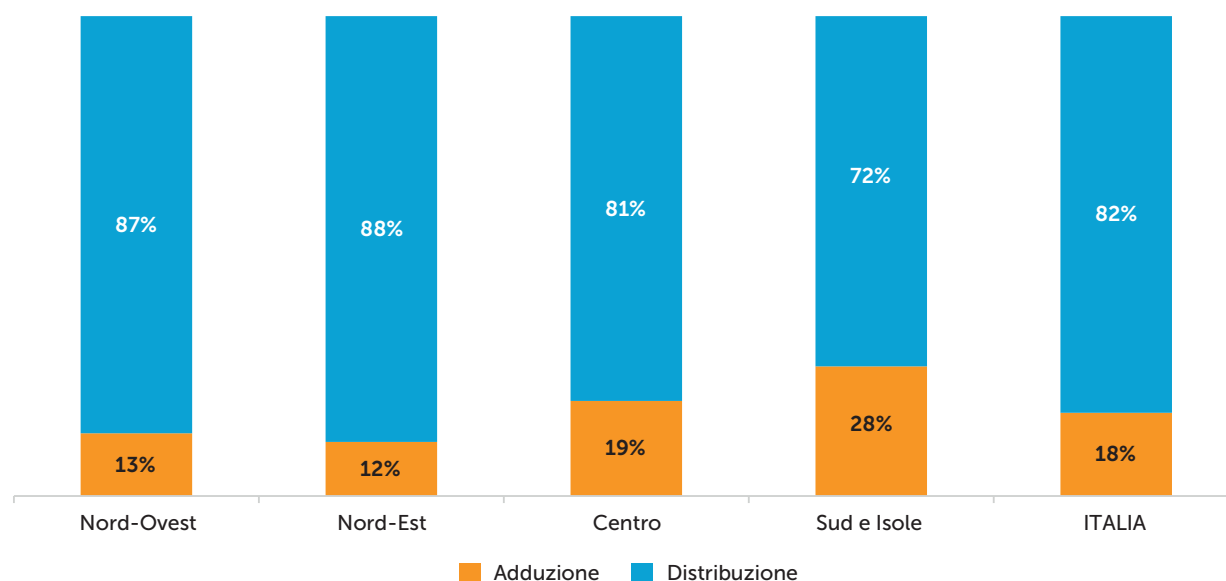
FIG. 5.19 Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



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 403.836 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

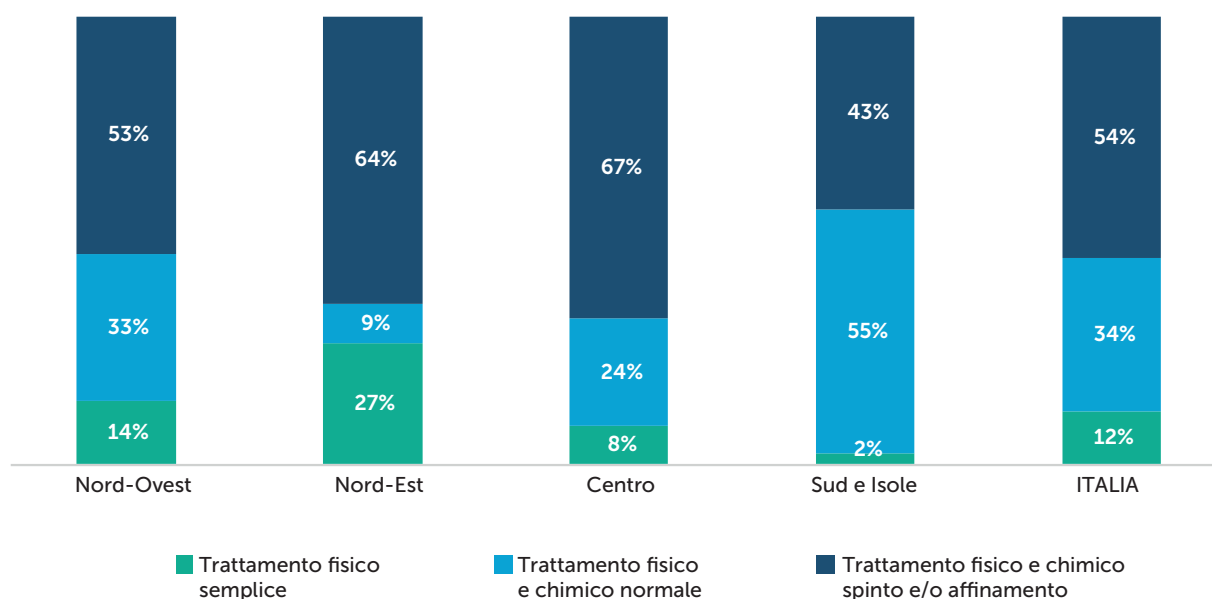
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

A livello nazionale, poco meno dell'80% della lunghezza delle reti di adduzione e di distribuzione risulta georeferenzata, ovvero per tale porzione sono note e archiviate, in formato digitale, le coordinate di posa nonché talune caratteristiche tecniche come diametri e tipologia di materiale. Il dato medio nazionale risulta allineato a quanto mostrato nelle precedenti *Relazioni Annuali*. Per quanto riguarda l'età di posa delle condotte, permane un tasso significativo di condotte per le quali non è nota l'età di posa (circa pari al 60% della estensione complessivamente considerata). Al contrario, rispetto alla precedente rilevazione, emergono segnali di deciso miglioramento in relazione al tasso di sostituzione delle condotte, che si è attestato a un valore di poco superiore allo 0,8%²³, a fronte del valore precedentemente rilevato per l'anno base (circa 0,39%). Anche in merito all'estensione delle reti di distribuzione distrettualizzate e telecontrollate, il dato rilevato a livello medio nazionale per l'anno 2023 è risultato in aumento rispetto a quanto precedentemente individuato per l'anno base, avendo individuato un'incidenza media pari al 39% (a fronte del precedente dato pari al 22%).

Per quanto riguarda gli interventi di potabilizzazione delle acque, dalle analisi svolte emerge che circa un terzo del volume immesso nelle reti di acquedotto è sottoposto a un trattamento di potabilizzazione. Più nello specifico, a livello nazionale, si nota una prevalenza al ricorso a trattamenti di tipo fisico e chimico "spinto" o di affinamento (ad esempio, ozonizzazione, adsorbimento, filtrazione su membrana, osmosi inversa), seguito dall'adozione di trattamenti chimico-fisici meno spinti (ad esempio, coagulazione e flocculazione) e infine un ricorso meno marcato a trattamenti fisici "semplici" (come per esempio staccatura, sedimentazione, filtrazione) (Fig. 5.21).

²³ 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 trattamento di potabilizzazione e per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/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 0,46 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 rapporto tra 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.

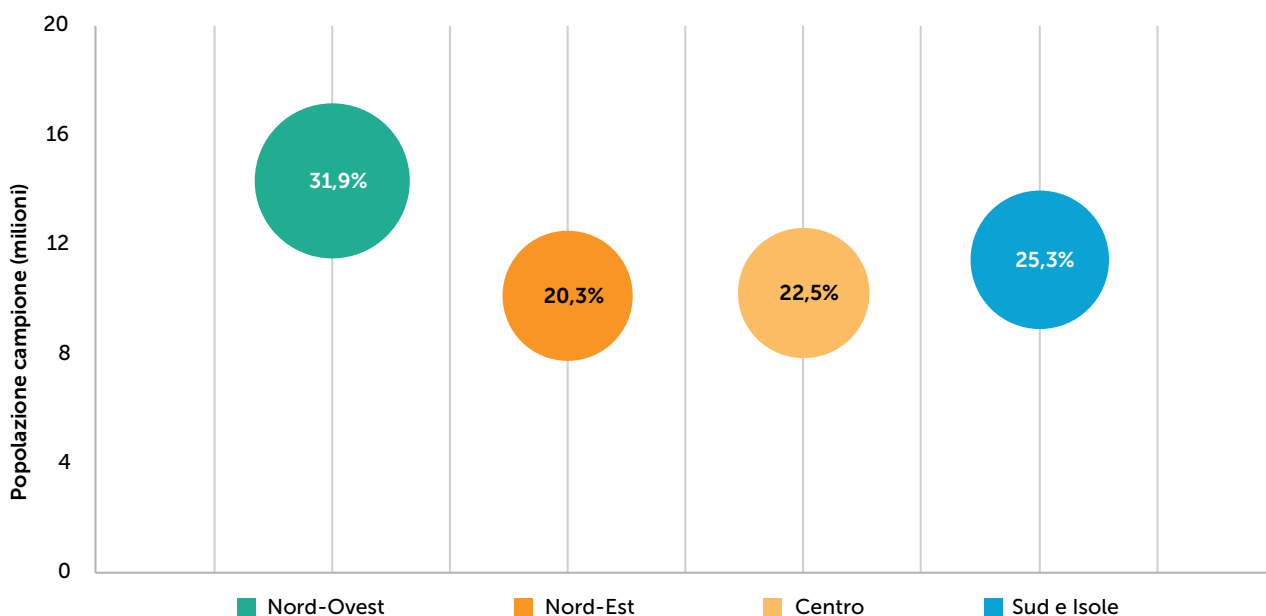
Per il servizio fognario, l'accesso al meccanismo incentivante è subordinato al raggiungimento di due prerequisiti: il primo è relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati utili al calcolo del macro-indicatore, mentre il secondo è atti-

nente 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 europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE per la presenza di agglomerati non ancora dichiarati conformi²⁴.

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 143 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 78% della popolazione residente italiana (45,1 milioni di abitanti)²⁵. Nella 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% è rappresentata da gestioni operanti rispettivamente nelle regioni del Nord-Est e nel Centro e il 25% nell'area Sud e Isole.

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 geografica²⁶.

FIG. 5.22 Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione per area geografica

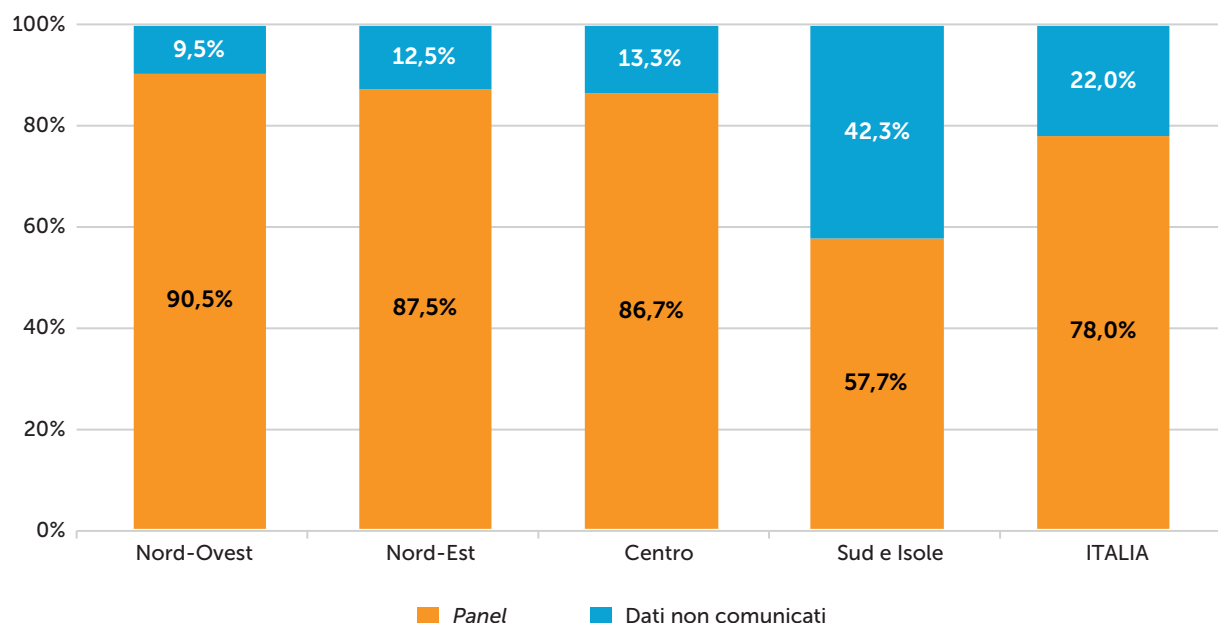


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

²⁴ 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.

²⁵ 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. Nella precedente *Relazione Annuale* il campione era composto da 146 gestioni che servono circa 44,9 milioni di abitanti, con una copertura pari al 77,6% della popolazione residente italiana. Si nota che, a fronte di una lieve crescita della copertura del campione, il numero di gestioni risulta in diminuzione, indicando la presenza di processi di aggregazione in corso.

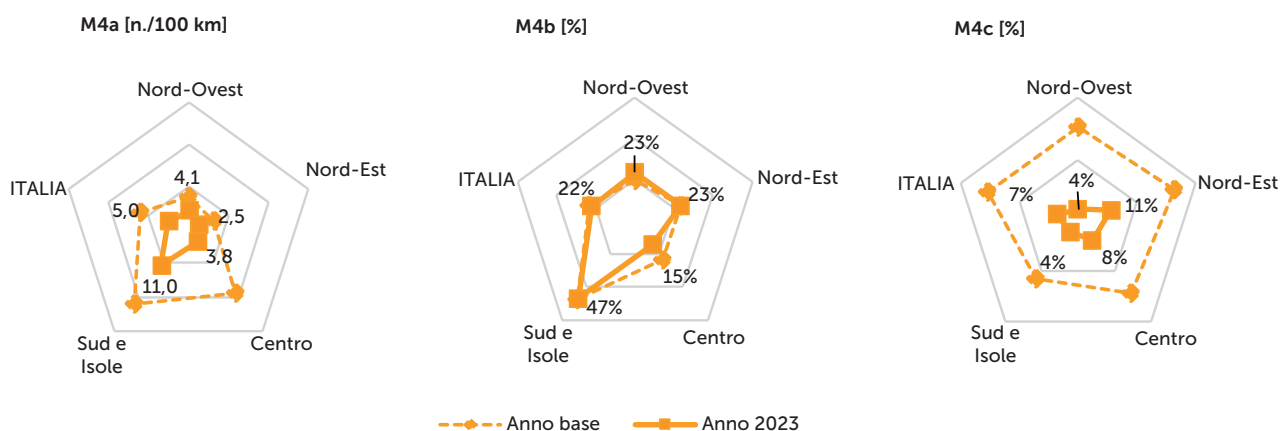
²⁶ Nella precedente *Relazione Annuale* il campione era composto da 146 gestioni che servono circa 44,9 milioni di abitanti, con una copertura pari all'77,6% della popolazione residente italiana. Si nota che, a fronte di una lieve crescita della copertura del campione, il numero di gestioni risulta in diminuzione, indicando la presenza di processi di aggregazione in corso.

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 (RQT) 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 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

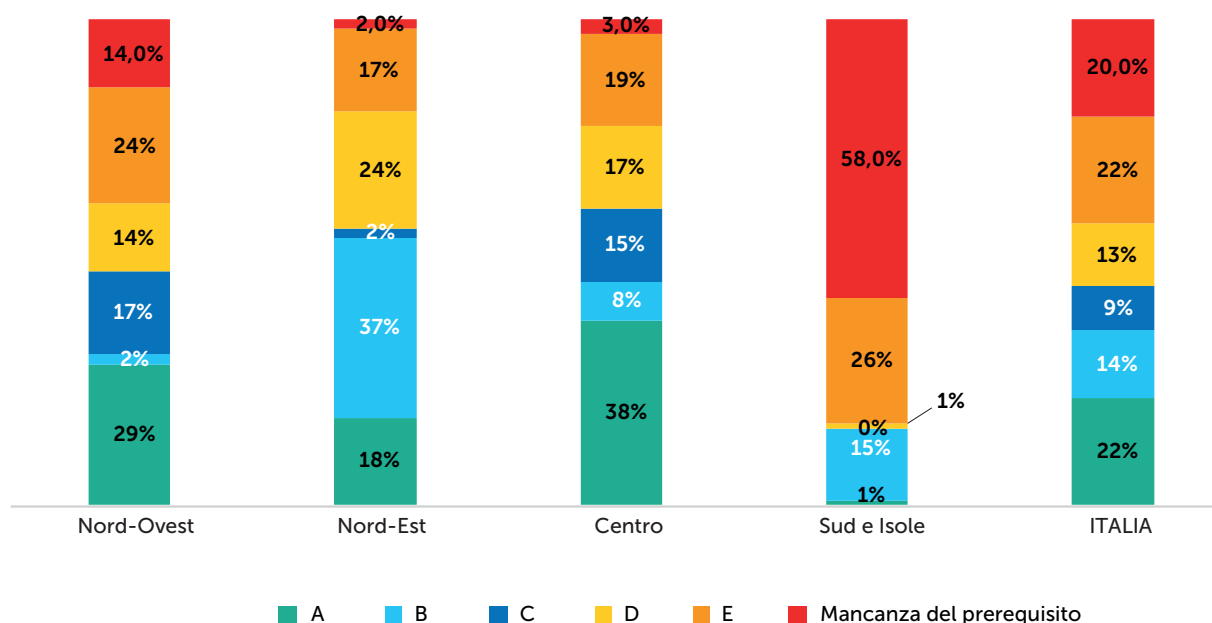


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 15 marzo 2022, 107/2022/R/idr).

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 M4²⁷ (Fig. 5.25). 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 e E per l'indicatore M4a. Nonostante tali nuove previsioni, si evidenzia ancora una leggera prevalente collocazione della popolazione gestita nelle classi A ed E, seguita dalle classi B e D. 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 cinque 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 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 quindici (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 45, per un totale di abitanti equivalenti (AE) pari a circa 2,4 milioni.

²⁷ Come previsto dal comma 14.3 della RQT, 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.

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 637/2023/R/idr

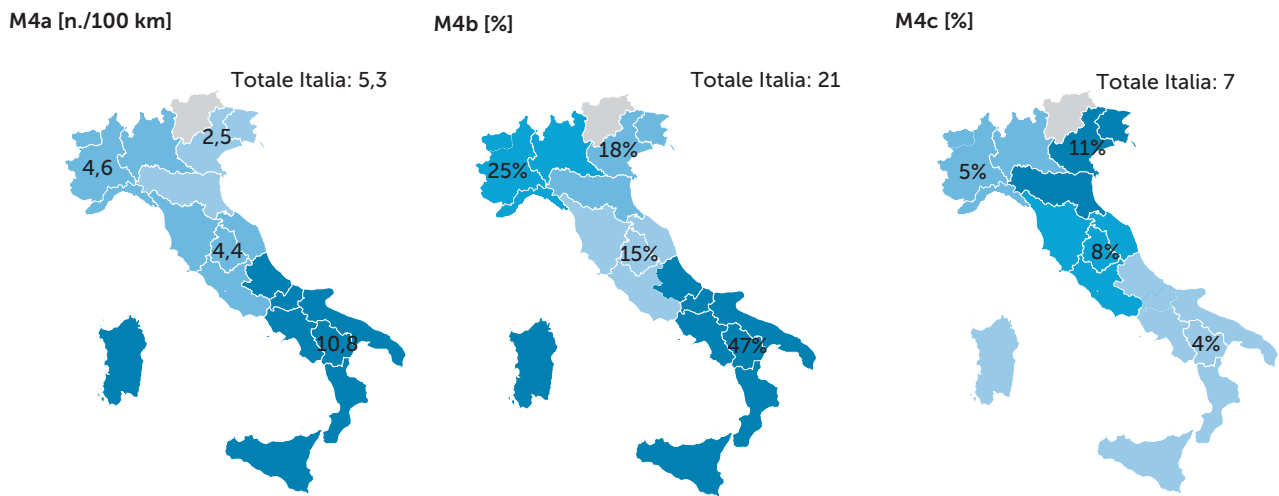


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2024" (delibera 637/2023/R/idr).

La 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 miglior 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)²⁸, talora in assenza di specifica normativa regionale in materia.

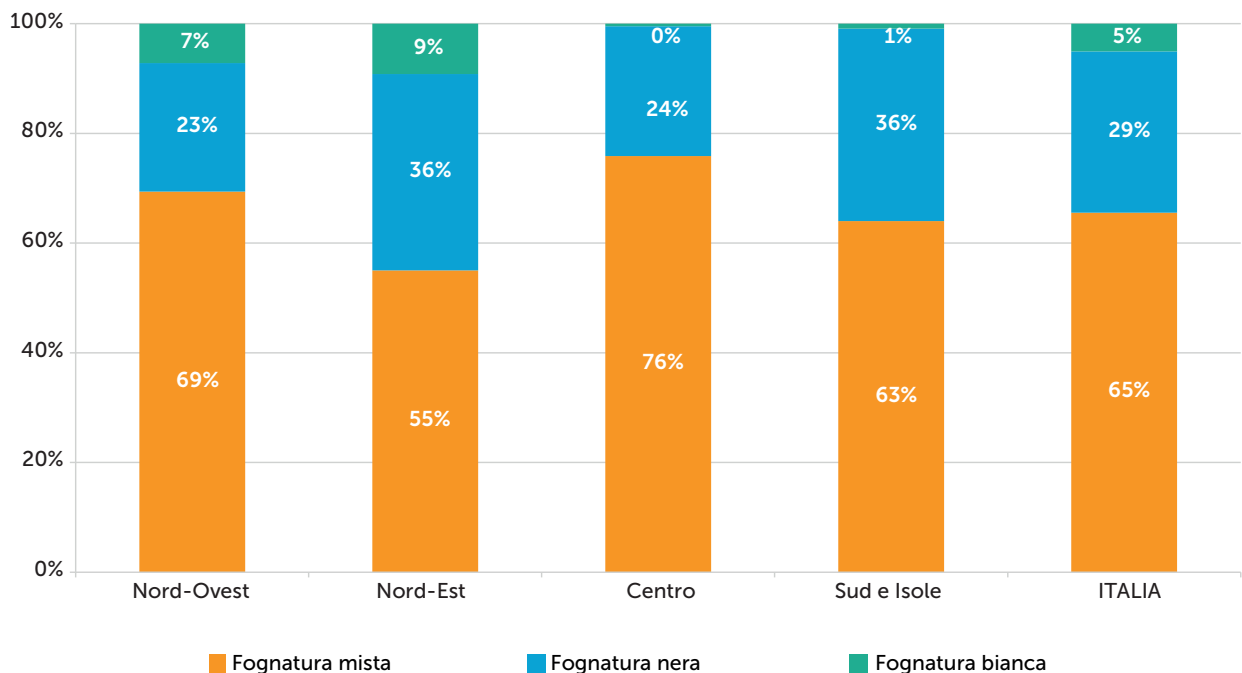
²⁸ Circostanza già emersa anche nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

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).

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 39/2024/R/idr).

Il campione considerato per l'anno 2023 gestisce una lunghezza complessiva di reti fognarie pari a 207.634 km. Dai dati comunicati emerge la prevalenza di condotte di tipo misto (mediamente pari al 65% 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).

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'81,6% della lunghezza totale.

Come emerso per il servizio di acquedotto, nonostante i buoni risultati mediamente conseguiti in relazione all'attività di georeferenziazione delle reti, si segnalano ulteriori margini di miglioramento in termini di conoscenza delle reti, dal momento che per circa il 70% delle condotte non è nota l'età di posa. Il tasso di sostituzione delle condotte è risultato mediamente pari allo 0,14%²⁹ 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 della 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.

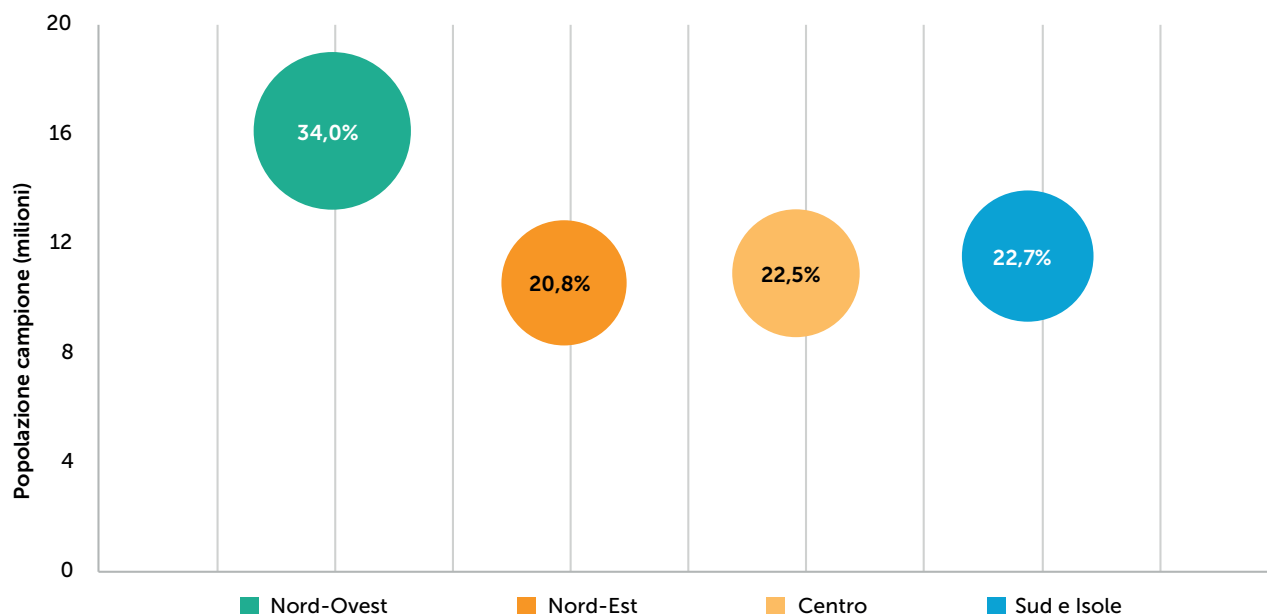
Nel seguito saranno mostrate le principali evidenze emerse dall'analisi dei dati relativi al servizio di depurazione, considerando un campione composto da 136 gestioni che servono circa 43,2 milioni di abitanti, con una copertura pari al 74,6% della popolazione residente italiana³⁰ e una distribuzione tra le diverse aree geografiche come illustrato nella figura 5.28: il 34% della popolazione rappresentata è servito da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 20,8% e il 22,5% è rappresentato 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 preceden-

²⁹ Il valore è espresso come rapporto tra la lunghezza delle reti sostituite nell'anno in considerazione, rispetto all'estensione delle reti complessivamente gestite.

³⁰ 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 143 gestioni che servono circa 43,4 milioni di abitanti, con una copertura pari al 74,9% della popolazione residente italiana.

te *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

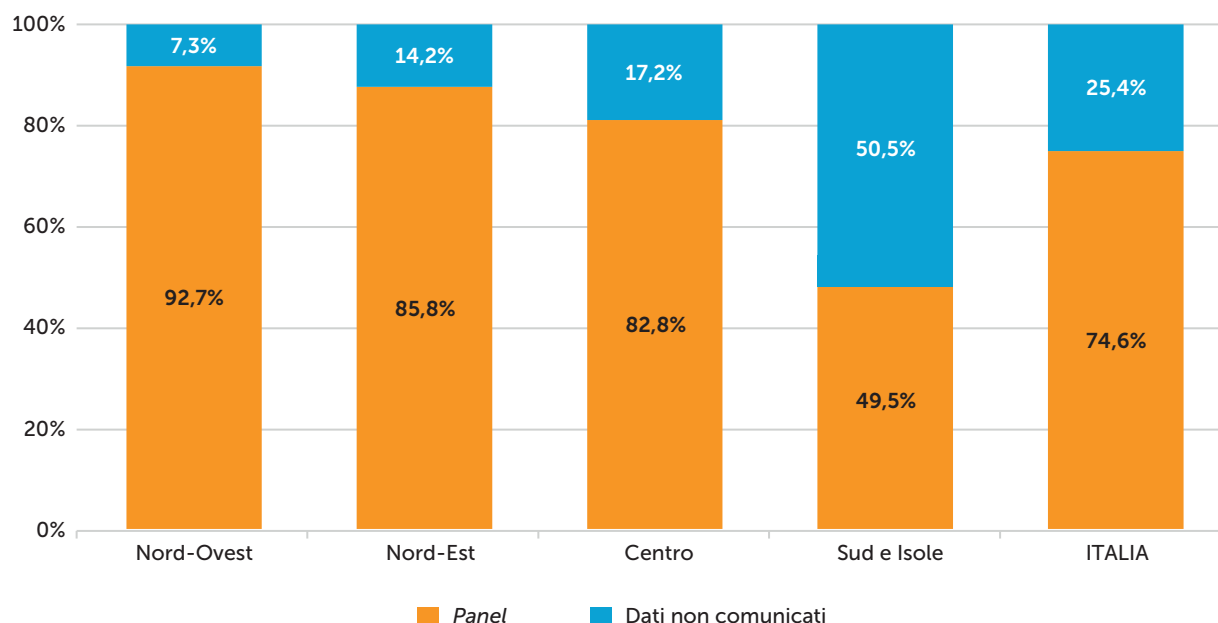


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Smaltimento dei fanghi di depurazione in discarica

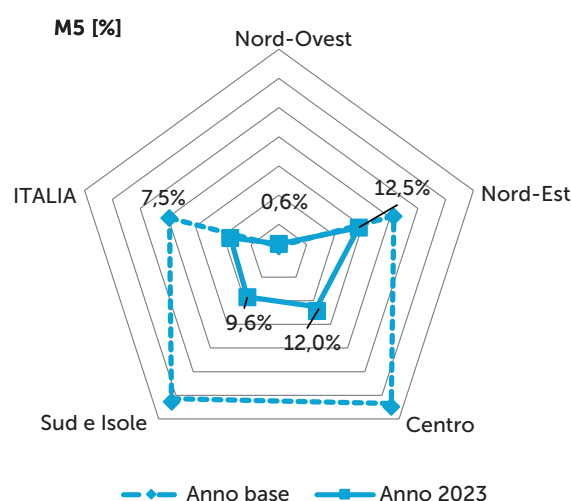
Il macro-indicatore M5 – "Smaltimento fanghi in discarica" è definito come il rapporto percentuale tra i quantitativi di fanghi da depurazione destinati allo smaltimento finale in discarica e le quantità complessive registrate in uscita dagli impianti di depurazione gestiti.

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.

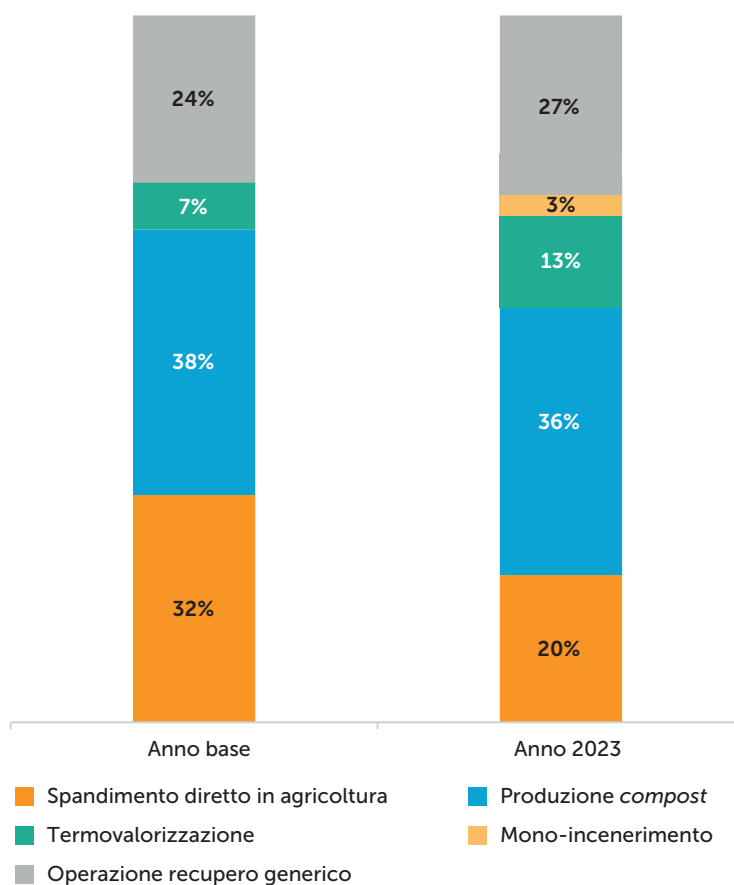
FIG. 5.29 Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 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 424.836 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 9,6% 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 (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

FIG. 5.31 Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Rispetto alla rilevazione relativa all'anno base, oltre a essere incrementato il tasso di recupero dei fanghi a fronte di un minore conferimento in discarica, dalla figura 5.31 si nota una modifica di allocazione tra le destinazioni finali dei fanghi recuperati nel tempo. Più nello specifico, 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*), nell'anno di più recente rilevazione si evidenzia una contrazione di tale utilizzo a fronte di un progressivo incremento del ricorso a 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 decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152³¹, per quantitativi di fanghi corrispondenti a circa un quarto delle quantità complessive avviate a recupero.

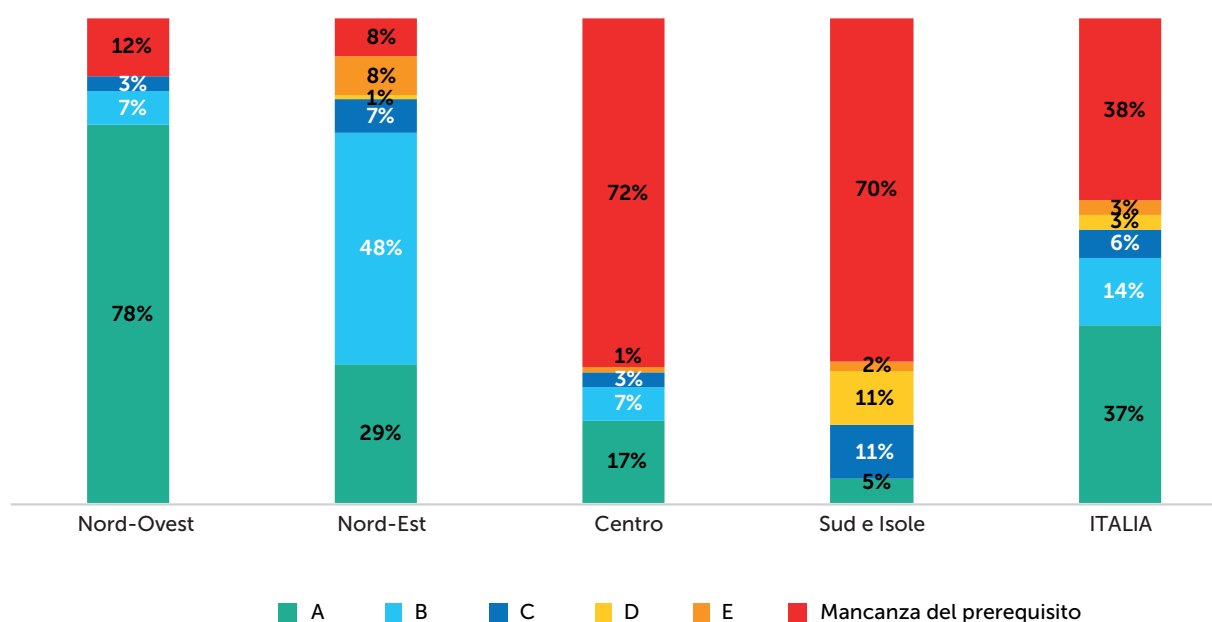
Passando ora alla disamina dei dati raccolti in considerazione delle novità introdotte dalla delibera 637/2023/R/idr, nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M5³² (Fig. 5.32).

³¹ Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

³² Come previsto dal comma 18.3 della RQT1, 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%.

Si rammenta che, per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una sostanziale modifica rispetto alla precedente regolazione, incrementando le classi da quattro a cinque e introducendo nuove soglie di accesso alle differenti classi di merito e nuovi obiettivi di miglioramento. A fronte di tali nuove previsioni, si evidenzia una prevalente collocazione della popolazione gestita nelle classi A e B. 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.

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 637/2023/R/idr*

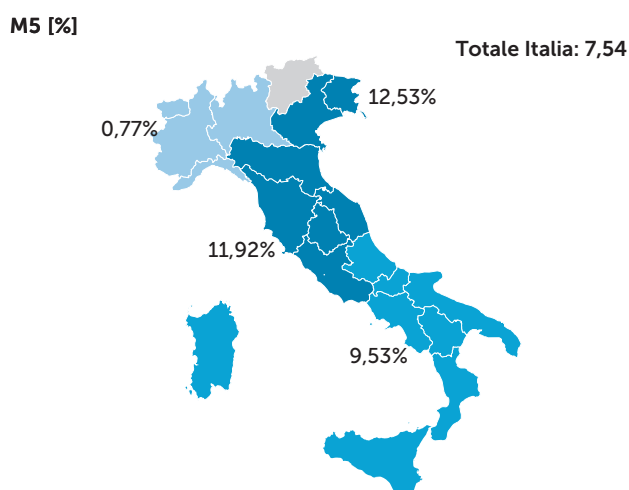


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

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. 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. 4 della citata direttiva, attinente al trattamento delle acque reflue, sono trentaquattro (per un totale di 16,3 milioni di abitanti serviti, distribuiti in tutte le aree geografiche, con netta prevalenza per le aree Centro e Sud e Isole). L'incremento di tale quota rispetto alle rilevazioni precedenti è riconducibile alla sentenza della Corte di giustizia europea pronunciata il 6 ottobre 2021 (causa C-668/19) che ha nuovamente condannato l'Italia per mancato adempimento alle previsioni della direttiva 91/271/CEE e che ha prodotto effetti sulla regolazione della qualità tecnica a partire dai dati dell'anno 2022. Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al trattamento dei reflui sono 225, per un totale di circa 4,4 milioni di abitanti equivalenti (AE). Considerando che nel campione è generato un carico inquinante pari a circa 56,4 milioni di AE, il carico inquinante nei territori oggetto di condanna per il servizio di depurazione è pari al 7,7% del carico complessivamente generato.

La 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 7,54%, in sostanza allineato al valore medio rappresentato nella figura 5.30. Si rinvengono 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 (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

Qualità dell'acqua depurata

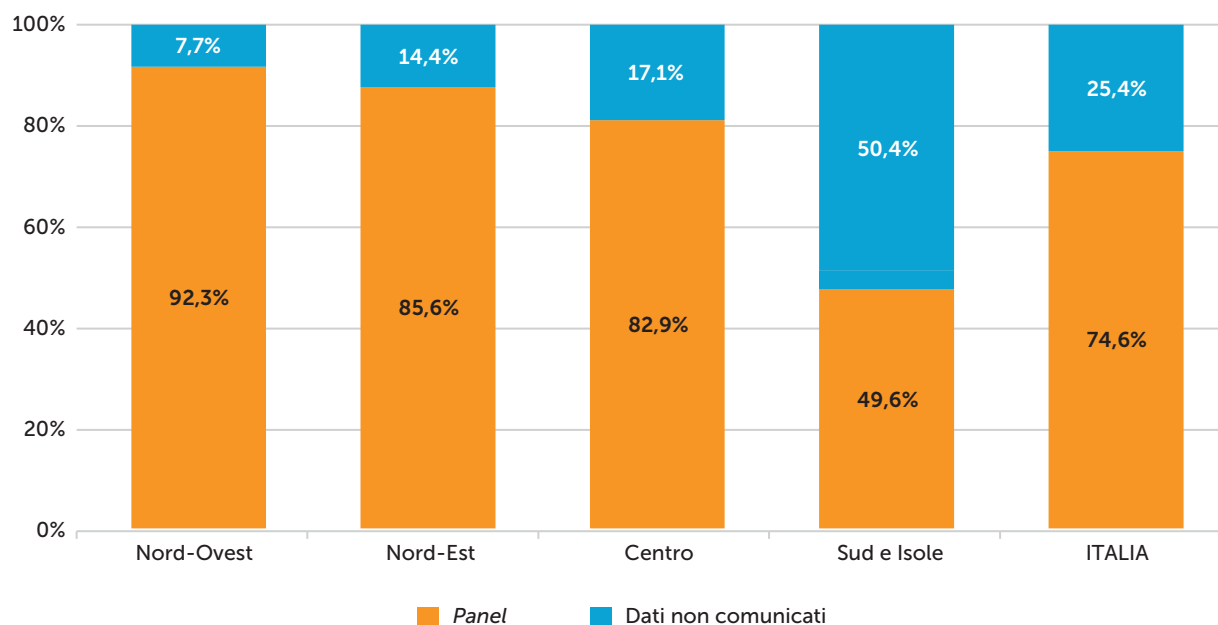
Nel seguito verranno mostrate le principali risultanze emerse in relazione allo stato infrastrutturale del servizio di depurazione, con specifico riferimento alla qualità dell'acqua reflua depurata in uscita dagli impianti di depurazione. L'impianto regolatorio introdotto con la RQTI prevede che le *performance* conseguite da ciascuna gestione in relazione a tali profili siano valutate mediante il macro-indicatore M6, in considerazione dell'impatto ambientale collegato allo scarico delle acque reflue depurate. 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 decreto legislativo n. 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 a un *panel* composto da 132 gestioni, cui corrisponde una popolazione servita pari a 43,2 milioni di abitanti, per una copertura del campione pari al 74,6% 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 2.000 AE oppure inferiore a 10.000 AE se recapitanti in acque costiere, secondo quanto previsto dalla RQTI stessa.

Per l'anno 2023, il valore medio nazionale assunto dal macro-indicatore M6 è pari a 7,1% (Fig. 5.35). Rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2020* (anno base), si notano miglioramenti nella qualità dell'acqua

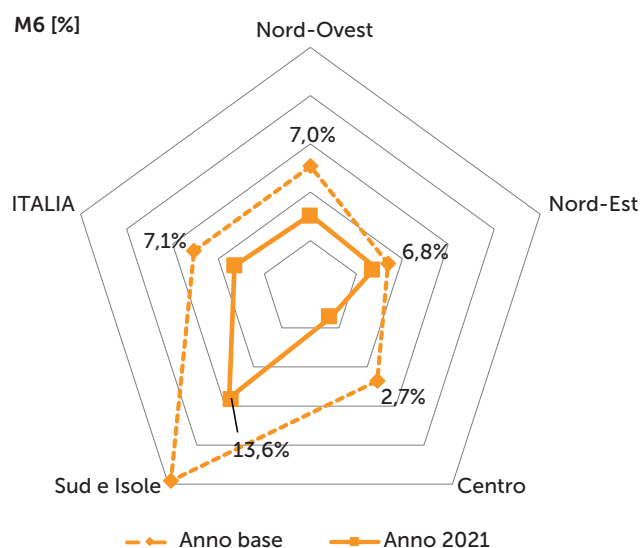
depurata da parte delle gestioni localizzate in tutte le aree geografiche, seppure più accentuati nelle aree che partivano da situazioni più svantaggiate.

FIG. 5.34 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).

FIG. 5.35 Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica

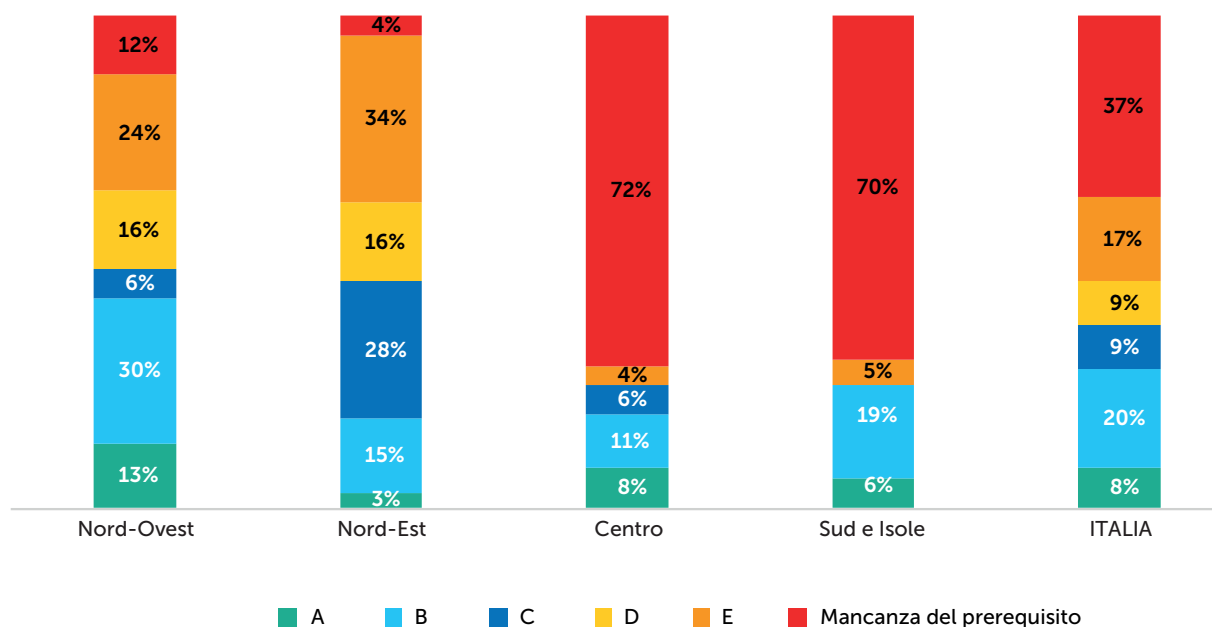


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

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 M6³³ (Fig. 5.36). Si rammenta che, per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una sostanziale modifica 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 quelli relativi 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 prevalente collocazione della popolazione gestita nelle classi B ed 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. 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. 4 della citata direttiva, attinente al trattamento delle acque reflue, sono 33³⁴ (per un totale di 15,9 milioni di abitanti serviti, distribuiti in tutte le aree geografiche, con prevalenza per le aree Centro e Sud e Isole). L'incremento di tale quota rispetto alle rilevazioni precedenti è riconducibile alla sentenza della Corte di giustizia europea pronunciata il 6 ottobre 2021 (causa C-668/19) che ha nuovamente condannato l'Italia per mancato adempimento alle previsioni della direttiva 91/271/CEE e che ha prodotto effetti sulla regolazione della qualità tecnica a partire dai dati dell'anno 2022.

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 637/2023/R/idr*

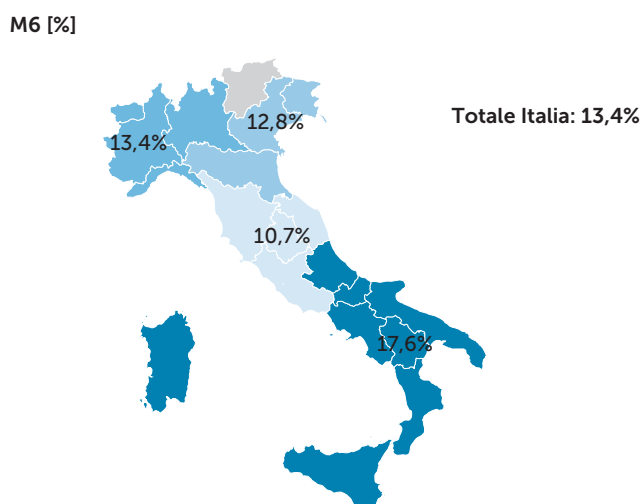


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

³³ Come previsto dal comma 19.4 della 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%.

³⁴ Una delle 34 gestioni che presentano l'assenza del prerequisito sulla conformità alla normativa sulle acque reflue associato al macro-indicatore M5 non è stata inclusa nel campione relativo a M6 per dati molto carenti.

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 (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

La 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.

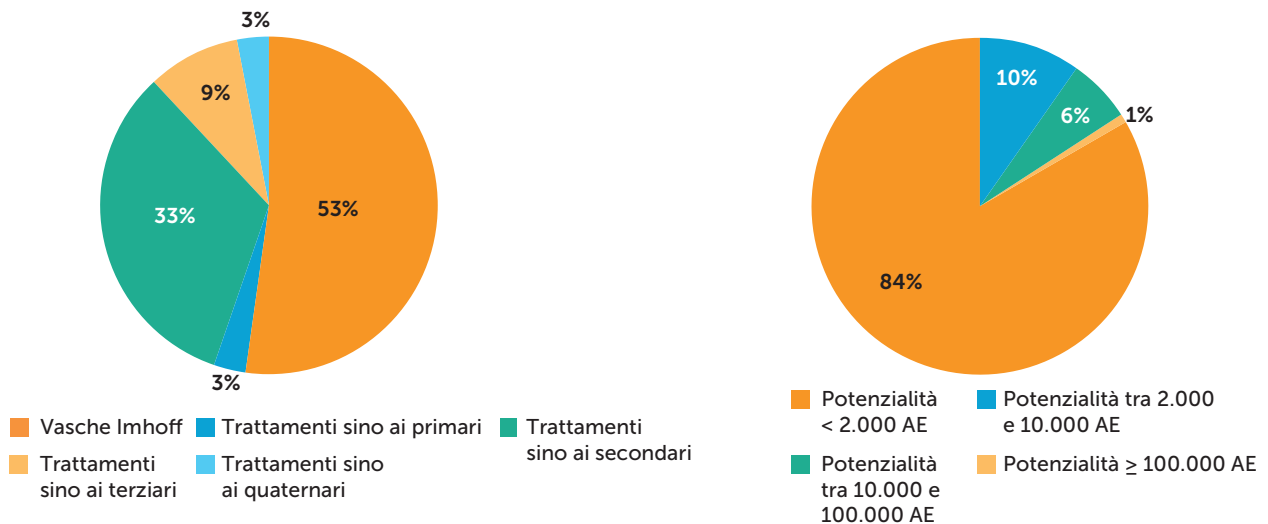
Altri aspetti infrastrutturali

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 3% degli impianti svolge trattamenti molto avanzati. In termini di potenzialità di trattamento, l'84% 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*.

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 (Fig. 5.39). Il maggior livello di complessità dei trattamenti è evidenziabile per le Regioni settentrionali e nell'area Sud e Isole, dove è massima la percentuale di carico inquinante sottoposta al trattamento più avanzato (34%); di contro la medesima percentuale è minima nelle Regioni del Centro (12%). Rileva considerare che, nell'ambito del processo di rifusione della direttiva 91/271/CEE, è stata introdotta una specifica nomenclatura per i trattamenti più avanzati, ovvero "trattamenti quaternari". A tale proposito, nell'ambito della rilevazione sulla qualità tecnica, tale terminologia è già stata introdotta, in sostituzione della precedente denominazione "terziari avanzati". Rispetto a quanto rilevato nell'anno di base, si nota dunque una lieve riduzione nella percentuale di carico inquinante sottoposto al trattamento più avanzato, riconducibile a una differente collocazione del carico inquinante precedentemente inserito nella categoria

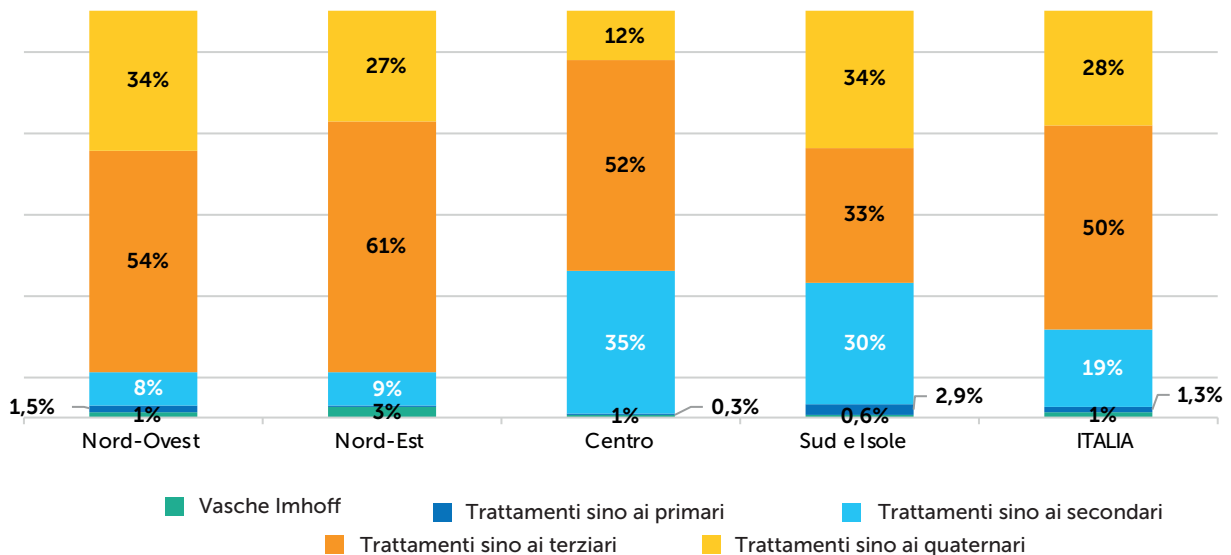
“terziario avanzato”, che in parte è stato attualmente attribuito alla categoria “terziario” da parte di alcuni gestori, probabilmente in ragione del mancato soddisfacimento di tutti i criteri richiesti dalla nuova direttiva in corso di approvazione.

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 (RQT1 2024)” (delibera 39/2024/R/idr).

FIG. 5.39 *Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica*



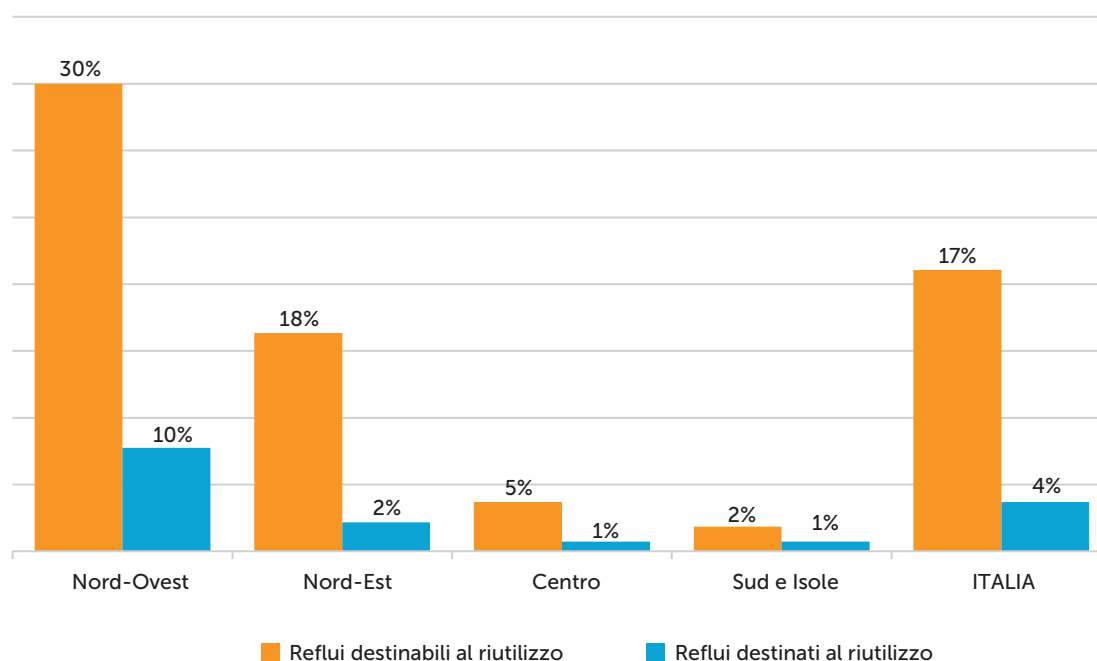
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta “Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)” (delibera 39/2024/R/idr).

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 17% 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. 5.40). 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*.

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.

FIG. 5.40 Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Esiti dell'applicazione del meccanismo incentivante RQTI per il biennio 2020-2021

Con la delibera 477/2023/R/idr, si è concluso il secondo 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 2020-2021. A differenza di quanto avvenuto per il primo procedimento, relativo alle *performance* per gli anni 2018 e 2019, la valutazione del raggiungimento o meno degli obiettivi di qualità è stata effettuata osservando i risultati cumulati al termine del biennio, in considerazione degli elementi di flessibilità introdotti dalla delibera 235/2020/R/idr, allo scopo di mitigare gli effetti dello stato di emergenza da Covid-19.

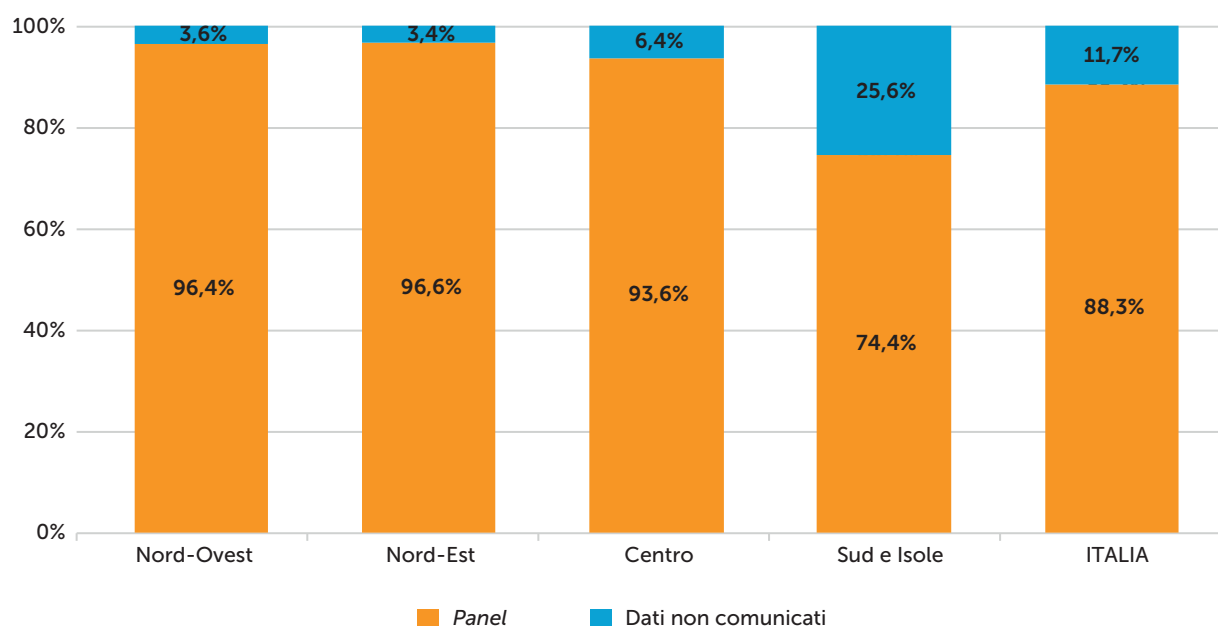
Le modalità con cui è disciplinato il meccanismo di incentivazione sono declinate, ai sensi del titolo 7 della RQTI, rispetto a cinque stadi di valutazione, secondo quanto illustrato nella tavola 5.4.

TAV. 5.4 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 <i>status</i> di cui alla classe A, per ciascun macro-indicatore	Peggiori tre operatori che non confermino, <i>ex post</i> , il mantenimento dello <i>status</i> 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	-

Fonte: ARERA.

Al termine dell'istruttoria, le gestioni alle quali è stato applicato il meccanismo incentivante introdotto con la RQTI sono state 208, cui corrisponde una popolazione complessivamente servita pari a circa 51,4 milioni di abitanti, equivalenti all'88,3% 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. 5.55). 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 poco meno del 12% della popolazione nazionale.

FIG. 5.41 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 2020-2021 (delibera 107/2022/R/idr).

Approfondimenti istruttori e casistiche di esclusione

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 28 giugno 2023, 303/2023/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 tavola 5.6.

Una prima analisi che è possibile svolgere in relazione al procedimento istruttorio che si è concluso con la delibera 477/2023/R/idr, riguarda la rappresentazione delle gestioni a seconda della loro ammissibilità al procedimento oppure alla loro esclusione, distinguendo in prima battuta tra esclusioni legate all'assenza di uno o più requisiti di qualità tecnica e tutte le altre esclusioni.

TAV. 5.5 Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti

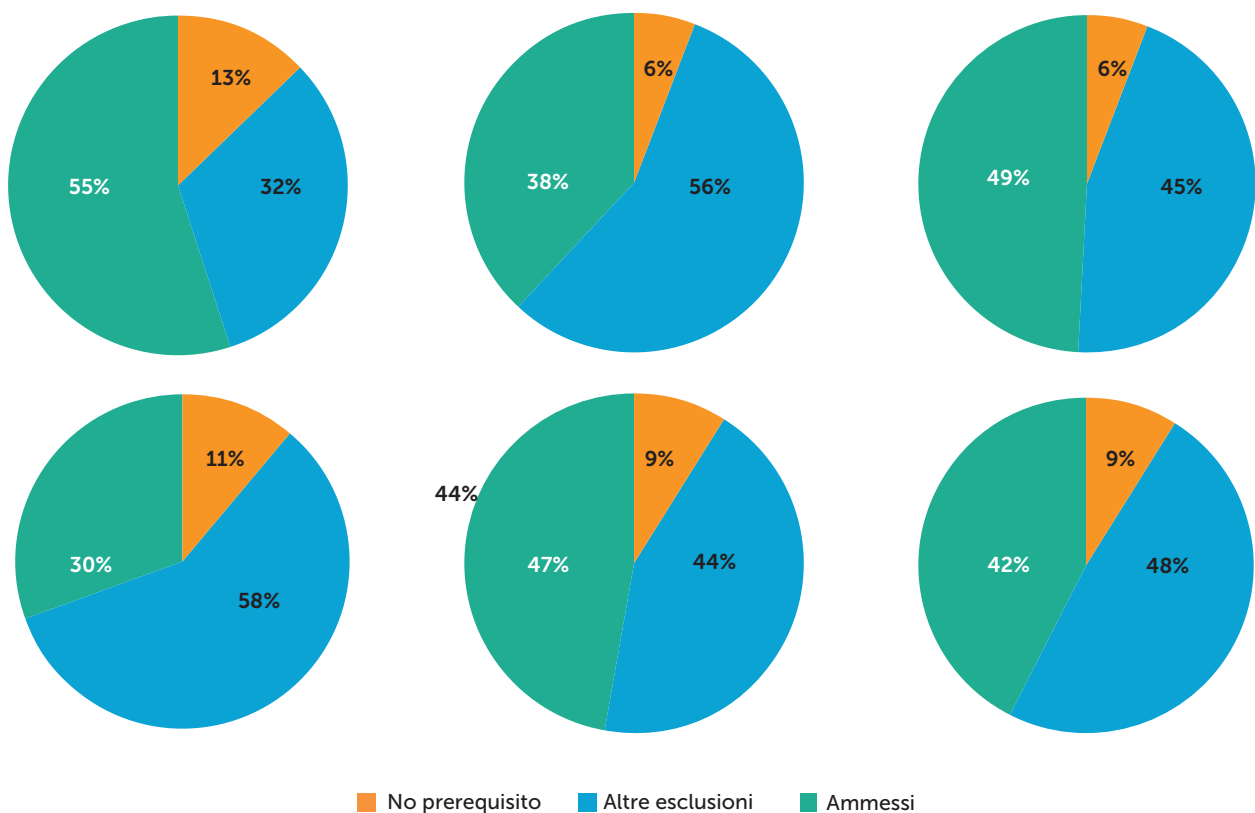
MACRO-CASISTICHE	ESITO REGOLATORIO	CASISTICHE DI DETTAGLIO
Applicabilità delle penalità massime	Penalità di cui al punto 1, lettera b) della delibera 107/2022/R/idr	Mancato invio dei dati RQTI 2020-2021 e della documentazione richiesti entro il termine massimo
		Grave incompletezza della documentazione inviata, assimilabile a un mancato invio
Valutazioni preliminari di ammissibilità al meccanismo incentivante	Esclusione da tutti gli stadi	Servizio non gestito
		Mancato invio dei dati dell'anno base (2019) entro il termine del 31 dicembre 2020
		Mancata validazione dei dati da parte degli EGA
		Schema di convergenza
		Istanza per mancanza di prerequisite
		Istanza per eventi imprevisti e imprevedibili
		Istanza per aggregazione gestionale ^(A)
		Istanza obiettivi cumulati su base biennale ^(B)
	Esclusione dalle premialità in tutti gli stadi	Mancato invio predisposizione tariffaria MTI-3 aggiornamento
		Omesso versamento componenti perequative per il SII
Invio dati 2020-2021 successivo al 30 aprile 2022 o mancato invio dei registri (laddove richiesti) entro il 3 ottobre 2022		
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
	Esclusione dagli stadi I, II e IV	Esclusione dei dati dell'anno base per mancanza di confrontabilità con i dati più recenti
	Esclusione dalle premialità degli stadi I, II e IV	Richiesta di modifica <i>ex post</i> dei dati dell'anno base
Ammissibilità allo stadio di eccellenza	Esclusione dallo stadio V	Assenza di macro-indicatori in classe A
		Gestione non valutabile per tutti i macro-indicatori previsti

(A) Esclusione della quota parte di dati afferente al gestore acquisito.

(B) Istanza applicata a tutte le gestioni per le annualità 2020-2021, ai sensi della delibera 235/2020/R/idr.

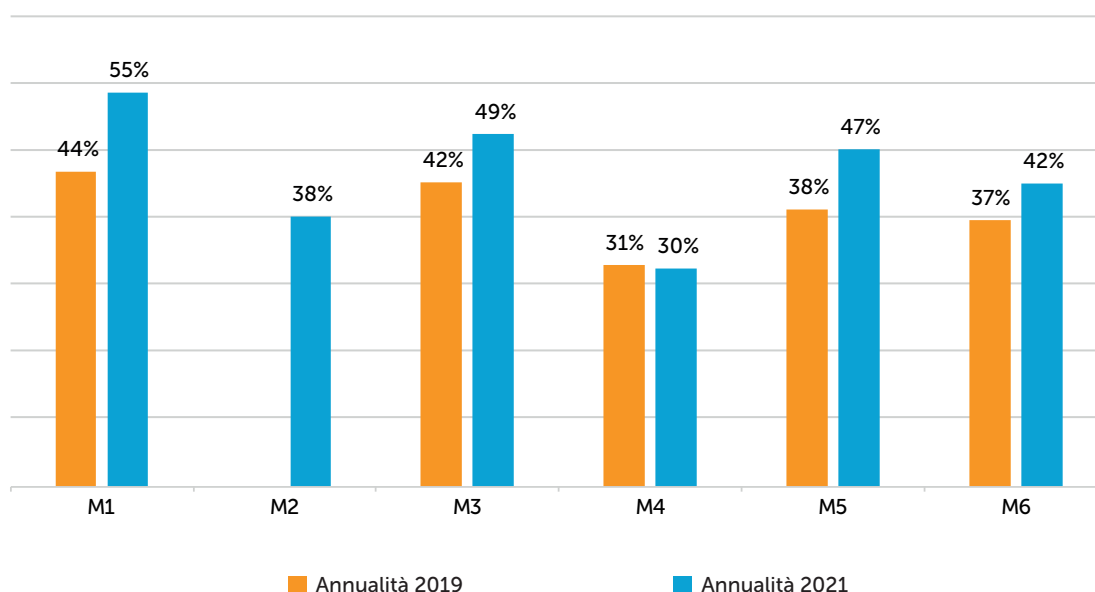
Osservando ciascun macro-indicatore considerato ai fini dell'applicazione del meccanismo incentivante per il biennio 2020 e 2021, si può concludere che si sono registrati tassi di ammissibilità superiori per il macro-indicatore M1 – "Perdite idriche" previsto per il servizio di acquedotto. Per contro, il macro-indicatore M4 – "Adeguatezza del sistema fognario" è quello che ha presentato le maggiori criticità in termini di ammissibilità al meccanismo (Fig. 5.42). La causa di esclusione legata all'assenza di uno o più requisiti previsti dall'RQTI è risultata maggiormente rilevante per gli indicatori sulle "Perdite idriche" (M1) e sull'"Adeguatezza del sistema fognario" (M4), dovuta alla presenza di un numero più rilevante di piccole gestioni che hanno presentato tale problematica, subito seguiti dagli indicatori relativi al servizio di depurazione (M5 – "Smaltimento fanghi in discarica" e M6 – "Qualità dell'acqua depurata").

FIG. 5.42 *Impatto delle esclusioni in termini di numerosità delle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante (anno 2021)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

FIG. 5.43 Confronto tra le quote di gestioni ammesse nel 1° e nel 2° biennio di applicazione del meccanismo incentivante

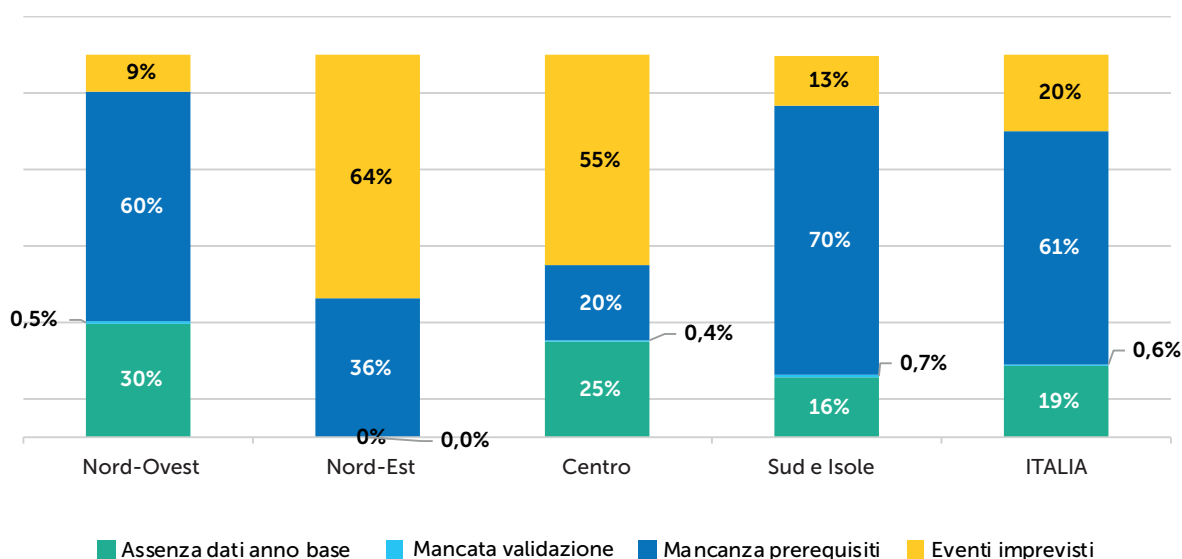


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Rispetto agli esiti del primo biennio di applicazione del meccanismo incentivante della qualità tecnica, si rileva – nel complesso – un incremento delle quote di gestioni ammesse per tutti i macro-indicatori, fatta la sola eccezione per il macro-indicatore M4, che ha presentato nuovamente maggiori criticità in termini di adeguatezza dei dati comunicati, rispetto agli altri macro-indicatori (Fig. 5.43).

In relazione alle casistiche che hanno portato a un esito regolatorio di esclusione da tutti gli stadi per uno o più macro-indicatori, si rileva a livello nazionale un'incidenza significativa, in termini di popolazione servita dalle gestioni interessate dal provvedimento, delle istanze formulate per assenza di conseguimento dei prerequisiti introdotti dalla medesima regolazione della qualità tecnica, che costituiscono i requisiti minimi di accesso al meccanismo incentivante (61% del campione interessato da esclusioni, valutato in termini di popolazione servita). Tra questi, rileva in particolare il prerequisito legato all'assolvimento degli obblighi di collettamento e trattamento delle acque reflue definiti dalla direttiva 91/271/CEE (Fig. 5.44). A livello locale, si nota inoltre il ricorso – in talune realtà in modo più accentuato – a ulteriori forme di flessibilità introdotte dall'RQTI, mediante l'avanzamento di istanze legate a eventi imprevedibili o comunque al di fuori della responsabilità del gestore. Le citate istanze, sottoposte al vaglio degli enti competenti, sono state successivamente verificate puntualmente dagli Uffici dell'Autorità al fine di accertarne l'adeguatezza ai principi regolatori. Si evidenziano infine residuali casistiche di esclusione per mancata validazione dei dati da parte del pertinente Ente di governo e per l'adozione dello schema di convergenza introdotto con il metodo tariffario idrico MTI-3 (quest'ultima casistica non è stata rappresentata nella figura 5.44 perché prossima allo zero).

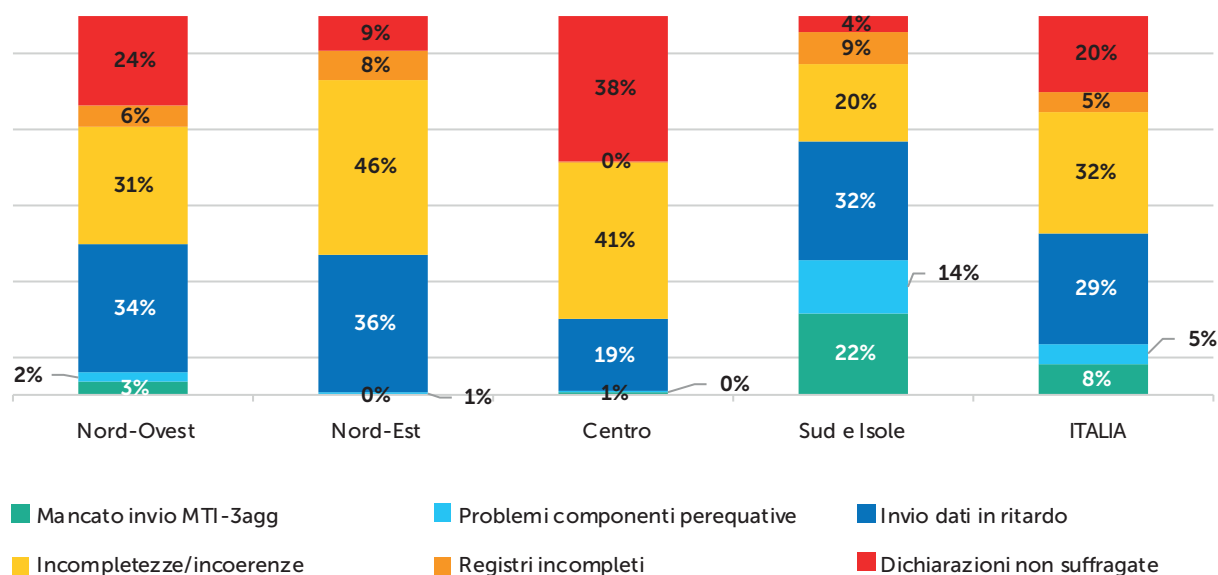
FIG. 5.44 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione da tutti gli stadi per almeno un macro-indicatore (anno 2021)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Come precedentemente accennato, l'Autorità ha inoltre tipizzato alcune criticità rilevate nel corso delle istruttorie, per le quali è stato individuato un esito regolatorio di esclusione dalle sole premialità previste dall'RQTI. Come mostrato nella figura 5.45, a livello nazionale le casistiche prevalenti sono riconducibili a incompletezze o incongruenze di entità non grave, presenti nei documenti trasmessi all'Autorità, ivi inclusi i registri di qualità, richiesti a un rilevante numero di gestioni nel corso dell'attività istruttoria. Si evidenzia, in secondo luogo, una problematica di mancato rispetto dei termini previsti per la consegna della documentazione necessaria alle analisi istruttorie. Tra le ulteriori casistiche individuate, si citano le problematiche di mancata ottemperanza a taluni obblighi regolatori, quali il mancato invio dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria ai sensi della delibera 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr ("Metodo tariffario idrico MTI-3") e l'omesso versamento delle componenti perequative del servizio idrico integrato, tra le quali la componente UI2, istituita all'art. 33 dell'allegato A alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, per finanziare la "promozione della qualità dei servizi di acquedotto, fognatura e depurazione".

FIG. 5.45 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dalle sole premialità per almeno un macro-indicatore (anno 2021)*

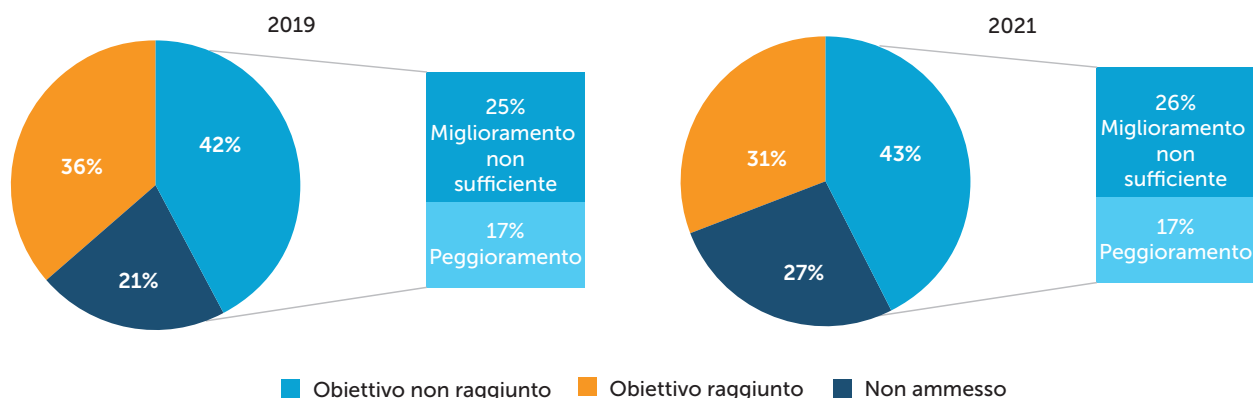


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

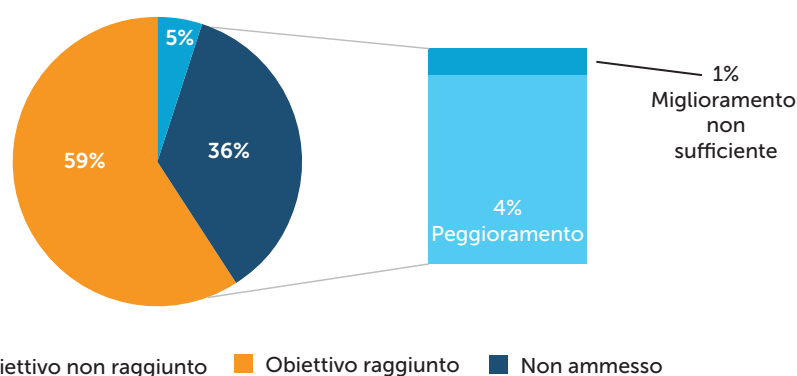
Livello di valutazione base: raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica

A valle degli approfondimenti volti a stabilire l'ammissibilità al meccanismo incentivante di ciascun macro-indicatore di qualità tecnica, si è proceduto a valutare il grado di conseguimento degli obiettivi definiti per gli anni 2020 e 2021. In relazione al servizio di acquedotto, sono stati presi in considerazione i macro-indicatori M1 – "Perdite idriche", M2 – "Interruzioni del servizio" e M3 – "Qualità dell'acqua erogata".

Osservando l'indicatore sulle perdite idriche (Fig. 5.46) si nota una lieve riduzione, tra l'anno 2019 e l'anno 2021, della percentuale di gestioni (in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi previsti, seppure a fronte di un valore percentuale costante delle gestioni che hanno peggiorato la propria situazione (17%). Si evidenzia anche l'aumento del valore percentuale delle gestioni escluse dal meccanismo incentivante.

FIG. 5.46 Macro-indicatore M1 – “Perdite idriche”

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

FIG. 5.47 Macro-indicatore M2 – “Interruzioni del servizio”

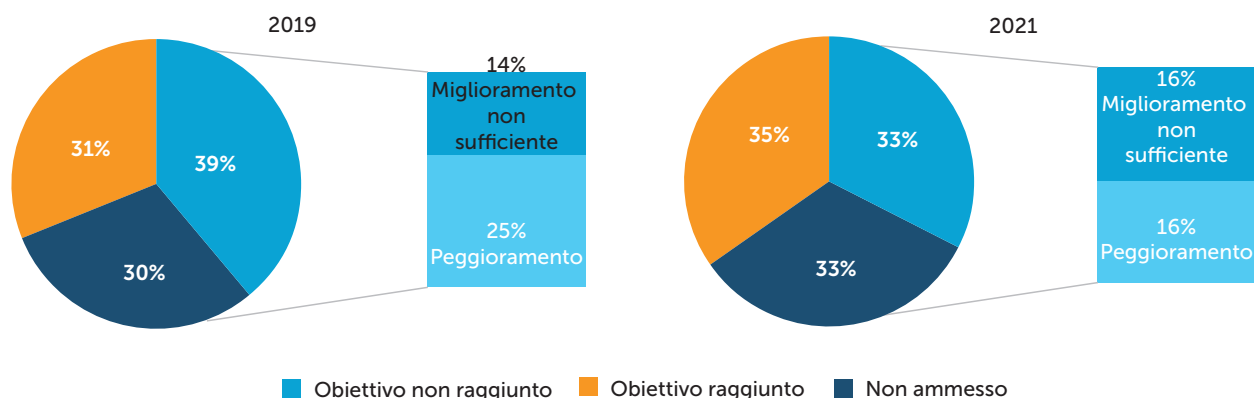
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

A partire dal biennio 2020-2021 viene valutato, ai fini dell'applicazione del meccanismo incentivante, anche il macro-indicatore M2 – “Interruzioni del servizio”, definito come somma delle durate delle interruzioni programmate e non programmate annue, moltiplicate per il numero di utenti finali serviti soggetti alla interruzione stessa (incluse le utenze indirette³⁵), e rapportata al numero totale di utenti finali serviti dal gestore³⁶. Osservando il grafico relativo all'anno 2021 (Fig. 5.47), si può notare che pur essendo alta la percentuale delle gestioni escluse dal meccanismo incentivante (36%), buona parte delle gestioni ammesse hanno conseguito gli obiettivi previsti (in termini di popolazione servita).

In relazione al macro-indicatore M3 – “Qualità dell'acqua erogata” (Fig. 5.48), emerge un aumento del tasso di gestioni (in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi di miglioramento al termine del biennio in considerazione e, parallelamente, anche una riduzione dei soggetti che hanno peggiorato la propria situazione. Viceversa, si rileva un leggero aumento della popolazione servita da gestori che non risultano ammessi al meccanismo incentivante.

³⁵ Unità abitative sottese a un'utenza condominiale o raggruppata.

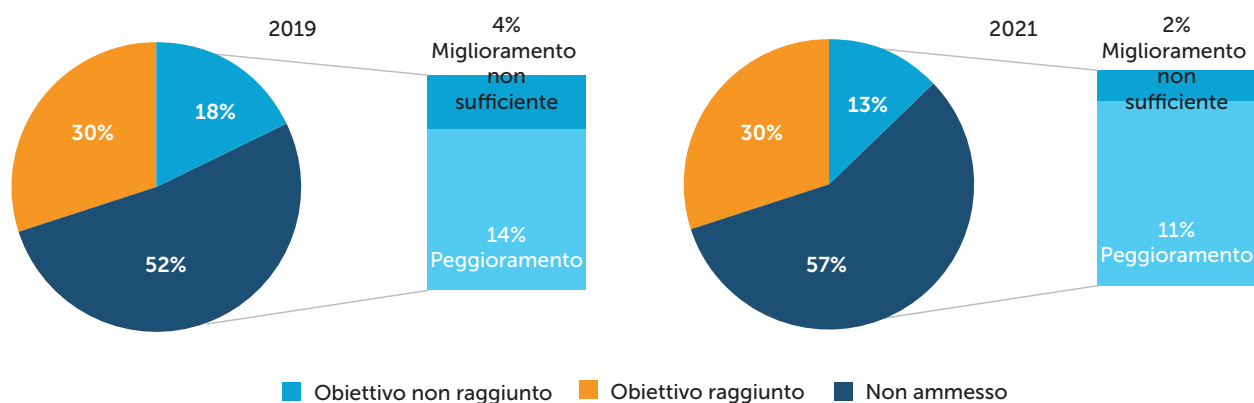
³⁶ Sempre inclusive delle utenze indirette.

FIG. 5.48 Macro-indicatore M3 – “Qualità dell’acqua erogata”

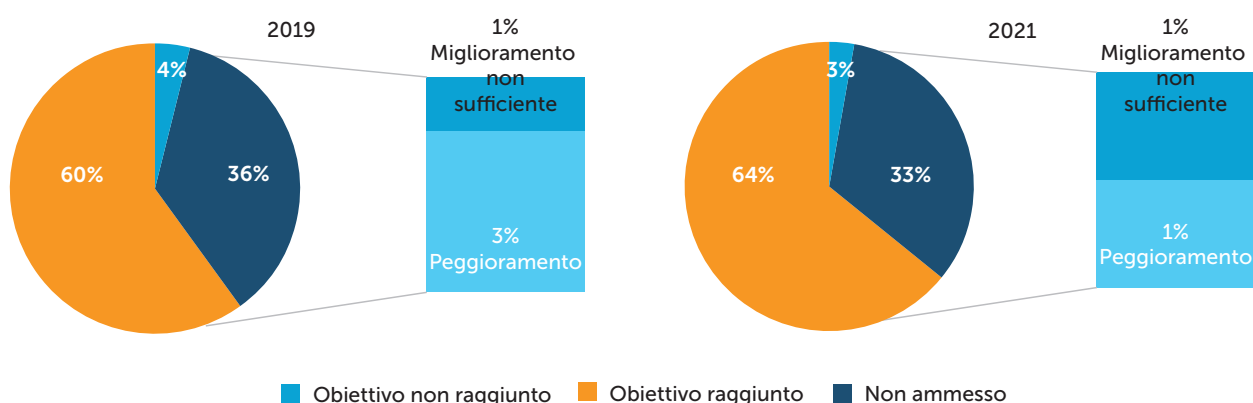
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull’applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Per il macro-indicatore M4 – “Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena” (Fig. 5.49), si registra, al termine del biennio, una sostanziale stabilità del tasso delle gestioni (in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi, a fronte tuttavia di un leggero incremento delle gestioni non ammesse al meccanismo, spesso a causa di incompletezze o incongruenze nei documenti consegnati. È tuttavia diminuito il peso delle gestioni che hanno peggiorato la propria posizione.

Il macro-indicatore M5 – “Smaltimento fanghi in discarica” (Fig. 5.50) è quello che ha registrato i migliori risultati in termini di conseguimento degli obiettivi nell’anno 2021 (64%), incrementando anche le *performance* del biennio precedente. Il livello percentuale di gestioni che non hanno raggiunto gli obiettivi (in termini di popolazione servita) è molto basso, se confrontato con gli altri indicatori, ed è ancora più bassa la percentuale di popolazione servita da gestioni che hanno peggiorato la propria situazione, a fronte di un tasso di mancata ammissibilità in linea con gli esiti del precedente meccanismo incentivante.

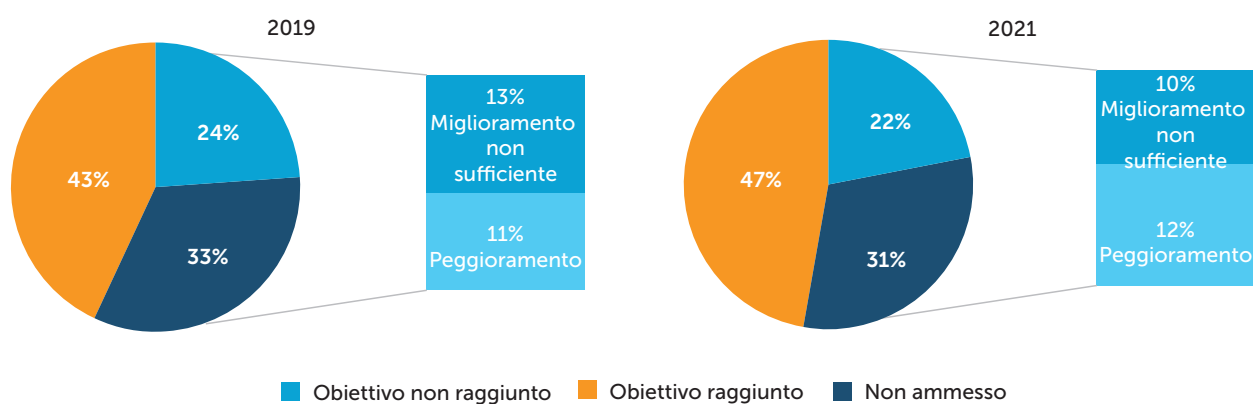
FIG. 5.49 Macro-indicatore M4 – “Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena”

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull’applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

FIG. 5.50 Macro-indicatore M5 – “Smaltimento fanghi in discarica”

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Per il macro-indicatore relativo alla qualità dell'acqua depurata (Fig. 5.51), si sono registrati miglioramenti tra il 2019 e il 2021, con un tasso di gestioni (in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi, incrementato di circa 4 punti percentuali, a fronte di una sostanziale stabilità delle esclusioni dal meccanismo e del tasso di peggioramento rispetto agli obiettivi.

FIG. 5.51 Macro-indicatore M6 – “Qualità dell'acqua depurata”

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Livelli di valutazione avanzato e di eccellenza: le graduatorie delle gestioni

Il livello di valutazione avanzato prevede la comminazione di premi o penalità tramite la costruzione di graduatorie per ciascun macro-indicatore e in ciascuna annualità, nei seguenti due stadi:

- stadio III, caratterizzato dall'attribuzione di un fattore premiale agli operatori che risultino, *ex post*, i migliori tre nelle fasce di mantenimento dello *status* di cui alla classe A, e dall'attribuzione di un fattore di penalizzazione ai peggiori tre operatori tra quelli che non hanno confermato il mantenimento dello *status* all'interno della classe A;
- stadio IV, caratterizzato dall'attribuzione di un fattore premiale ai tre operatori che risultino aver conseguito, *ex post*, i miglioramenti più ampi rispetto agli obiettivi fissati e, parallelamente, dall'attribuzione di una pena-

lizzazione ai tre operatori che risultino aver conseguito, *ex post*, i peggioramenti più ampi rispetto ai medesimi obiettivi.

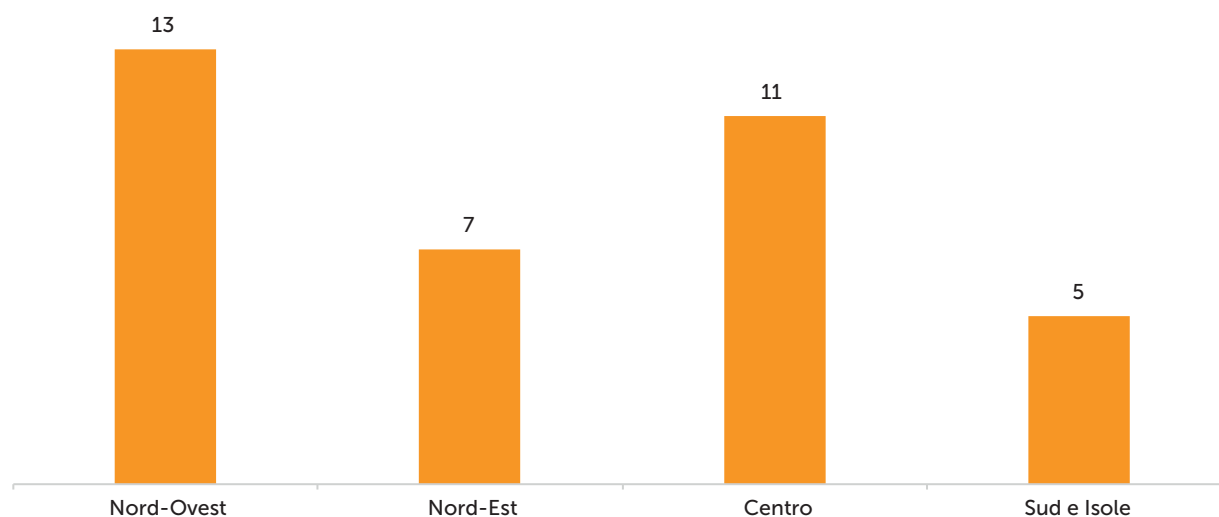
Tale livello di valutazione prevede dunque di premiare le eccellenze, per ciascun macro-indicatore, dal momento che i premiati sono i primi tre classificati per ciascuno stadio. Con riferimento alle penalità, invece, per gli ultimi tre classificati non si può parlare di condizione peggiore in assoluto, dal momento che tali gestioni sono risultate essere le peggiori tra quelle ammesse alla graduatoria, mentre non risultano classificabili le gestioni escluse (tra le quali sono sicuramente in peggiori condizioni quelle che hanno rilevato una mancanza di prerequisite) e le gestioni che si sono sottratte alla valutazione non comunicando (o non rilevando) gli indicatori di qualità tecnica.

Il livello di eccellenza – espresso con lo stadio V di valutazione –, infine, prevede la costruzione di una graduatoria finalizzata a premiare i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, esprimendo pertanto un giudizio sintetico e complessivo sull'operato delle gestioni.

Di fatto, dunque, il numero totale di podi³⁷ è pari a 39, confrontandosi 6 macro-indicatori per 2 stadi di valutazione per 3 posizioni, cui si aggiungono le 3 posizioni dello stadio di eccellenza.

Nelle rappresentazioni grafiche è evidenziato il posizionamento geografico delle gestioni risultate sul podio degli stadi III e IV (livello avanzato) nel biennio 2020-2021, ovvero classificate nelle prime tre posizioni premiali nell'ambito delle graduatorie per singolo macro-indicatore³⁸. A livello di area geografica (Fig. 5.52), primeggia il Nord-Ovest (13 posizioni sul podio), seguito a breve distanza dal Centro (11), mentre il Sud ha guadagnato 5 podi nell'arco del biennio considerato.

FIG. 5.52 Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per area geografica di appartenenza



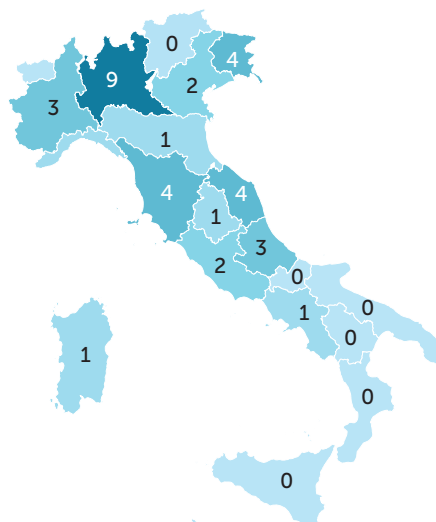
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

³⁷ Intendendosi con il termine "podio" le sole posizioni di premialità.

³⁸ Per un totale di 36 posizioni sul podio.

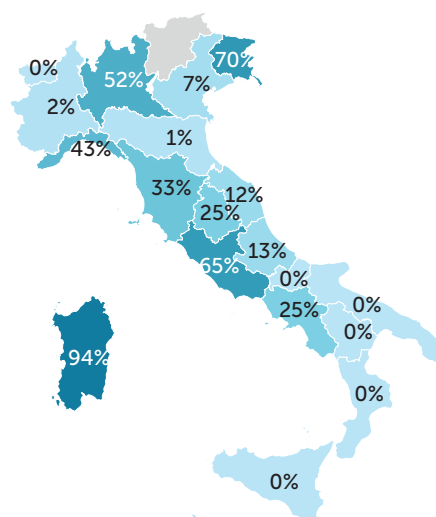
A livello regionale (Fig. 5.53) primeggia la Lombardia (9 podi), seguita a distanza da Marche, Toscana e Friuli-Venezia Giulia (con 4 podi ciascuna), da Abruzzo e Piemonte (con 3 podi), e ancora da Lazio e Veneto (2 podi) ed Emilia-Romagna³⁹, Umbria, Campania e Sardegna (1 podio). Rimangono poi sette Regioni che non conquistano alcun podio: Valle d'Aosta, Liguria, Molise, Basilicata, Puglia, Calabria, Sicilia.

FIG. 5.53 Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per Regione di appartenenza (nell'arco del biennio)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

FIG. 5.54 Percentuale della popolazione residente regionale servita da un gestore risultato sul podio



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

³⁹ Come evidenziato più avanti, tuttavia, la Regione Emilia-Romagna vede 2 gestioni sul podio dello stadio di eccellenza (stadio V), che considera le performance rilevate per il complesso dei macro-indicatori.

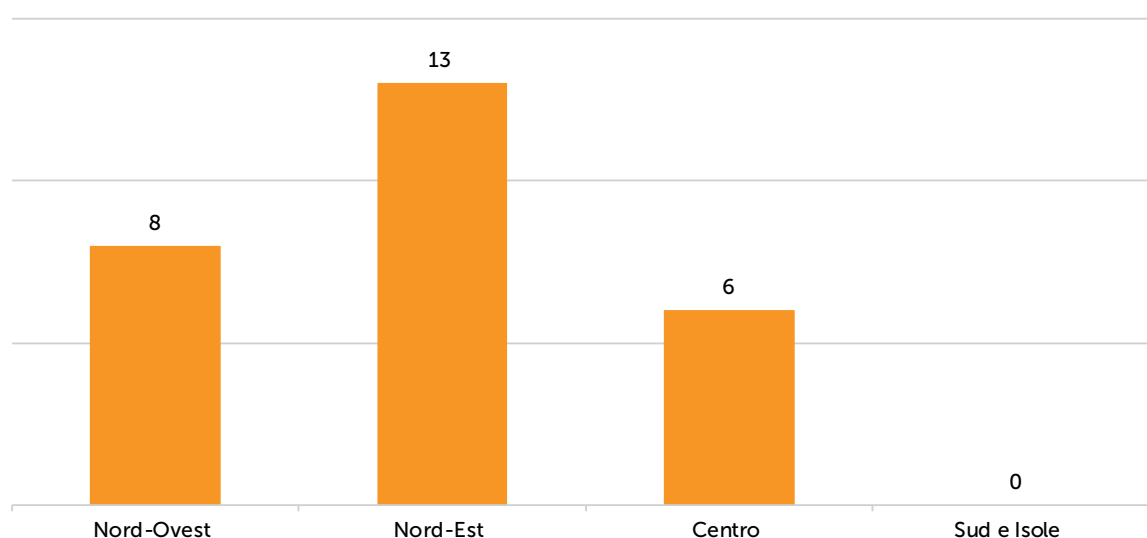
Al di là del numero delle gestioni risultate sul podio, tuttavia, può essere interessante anche valutare l'impatto di tali gestori in termini di popolazione residente servita. Nella figura che segue (Fig. 5.54) è evidenziata la percentuale di popolazione residente servita da un gestore risultato sul podio per almeno un macro-indicatore. Percentuali di popolazione basse, associate a un numero di podi relativamente più alto, possono essere l'effetto di gestori di dimensione relativamente contenuta che hanno ottenuto il podio per più di un macro-indicatore.

Al contrario, si osservano i casi delle regioni Sardegna e Lazio dove, a fronte di un numero di podi contenuto, si ha un'alta percentuale di popolazione servita premiata. Infatti, in Sardegna, sul podio per un solo macro-indicatore, la popolazione residente servita è vicina al 94%, mentre nel Lazio, a fronte di due podi, la popolazione servita è pari al 65%, per effetto della dimensione dei gestori premiati.

Focalizzandosi sul livello di eccellenza, si osserva che la partecipazione alla graduatoria dello Stadio V è prevista, ai sensi del comma 26.2 della RQTI, per gli operatori "con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, di cui almeno uno in classe A". La caratteristica di non ammettere i gestori che non posseggono macro-indicatori in classe A e di dover partecipare per tutti i macro-indicatori valutati esclude, di fatto, la maggioranza delle gestioni dallo stadio in considerazione, anche per effetto delle casistiche di esclusione indicate nell'allegato A alla delibera 183/2022/R/idr⁴⁰. Le graduatorie dello stadio V sono, dunque, risultate popolate da 27 gestioni nel biennio di valutazione 2020-2021.

La suddivisione per area geografica (Fig. 5.55) evidenzia come la stragrande maggioranza delle gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza sia collocata nel Nord del Paese, con una piccola rappresentanza di gestori del Centro e nessuna presenza di gestori del Sud e delle Isole.

FIG. 5.55 Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

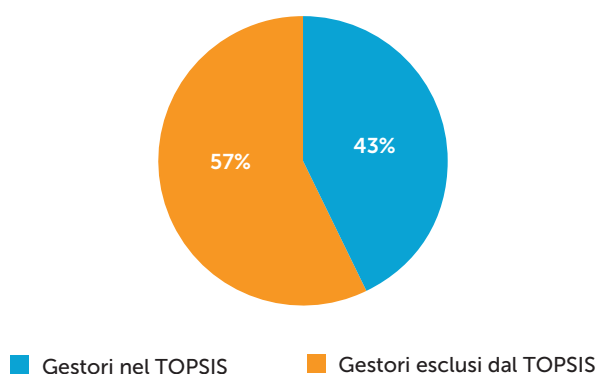
⁴⁰ Di cui al precedente paragrafo "Approfondimenti istruttori e casistiche di esclusione".

FIG. 5.56 Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per Regione

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

La rappresentazione per Regione (Fig. 5.56) evidenzia la concentrazione delle gestioni che partecipano al livello di eccellenza in sole 8 Regioni: Veneto ed Emilia-Romagna guidano con 6 presenze, seguite dalla Toscana (5 gestioni) e dalla Lombardia (4). Partecipano, inoltre, con due gestori ciascuna Piemonte e Liguria, mentre Friuli-Venezia Giulia e Marche sono presenti con una gestione ciascuna.

È interessante notare che la percentuale della popolazione residente italiana servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza (Fig. 5.69) si colloca intorno al 43%.

FIG. 5.57 Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Al di là della semplice ammissione allo stadio di eccellenza, le gestioni sul podio dello stadio V nel 2021 risultano concentrate in Emilia-Romagna – che occupa la 1^a e la 3^a posizione – e in Lombardia – che detiene la 2^a posizione –.

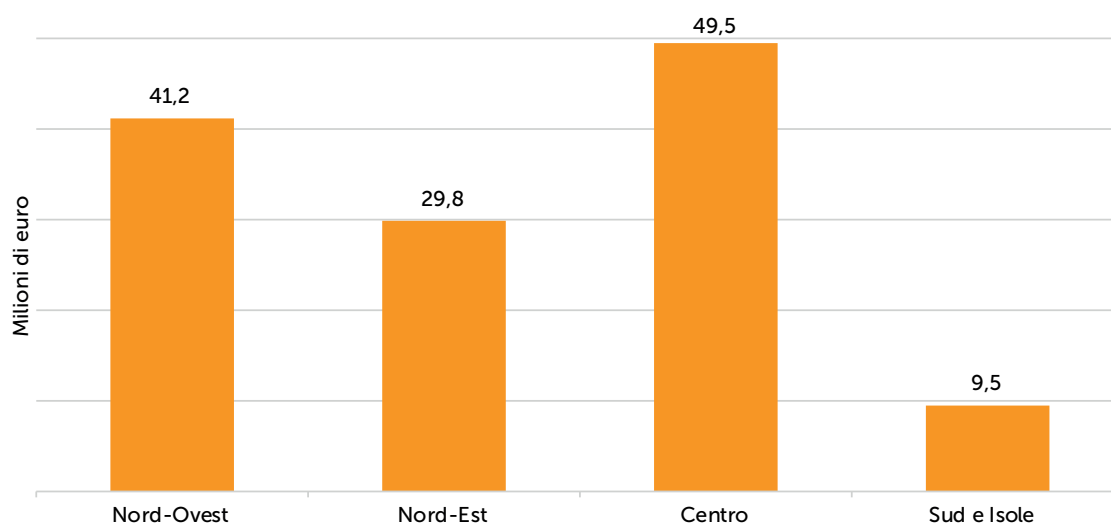
Premialità e penalità attribuite

Il meccanismo ha attribuito premialità per complessivi 129.953.404 euro per il biennio cumulato di valutazione 2020-2021. Ai fini della quantificazione dei premi rileva, da un lato, il gettito complessivo della componente UI2 – dal momento che il 50% della medesima è destinato alla copertura delle premialità degli stadi di valutazione base – e, dall'altro, la dimensione delle gestioni che si collocano nelle prime tre posizioni nelle graduatorie per ciascun macro-indicatore (stadi di valutazione di livello avanzato) o nel complesso del meccanismo (stadio di valutazione di eccellenza).

Gli importi più elevati sono stati attribuiti nelle aree del Centro, seguiti dagli importi attribuiti all'area del Nord-Ovest. Seguono distaccati il Nord-Est e, soprattutto, il Sud e le Isole, in cui le premialità attribuite sono risultate considerevolmente ridotte (Fig. 5.58).

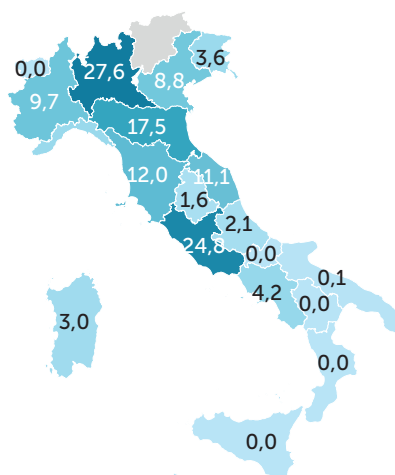
La lettura degli importi suddivisi per Regione (Fig. 5.59) evidenzia come in 5 Regioni non siano stati attribuiti premi (Valle d'Aosta, Basilicata, Molise, Calabria e Sicilia⁴¹), in 2 Regioni le premialità abbiano superato i 20 milioni di euro (Lazio e Lombardia) e siano state di poco inferiori in Emilia-Romagna (17,5), mentre nel Sud e nelle Isole abbiano superato il milione di euro di premi solo la Campania e la Sardegna. Si ribadisce che l'importo in valore assoluto attribuito a ciascuna Regione dipende dalla numerosità dei gestori risultanti in una casistica di premialità, dalla circostanza che i macro-indicatori premiati siano stati relativi a obiettivi più sfidanti di altri, nonché dalla dimensione del gestore, per quanto riguarda gli Stadi avanzati e di eccellenza.

FIG. 5.58 Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica nel biennio 2020-2021



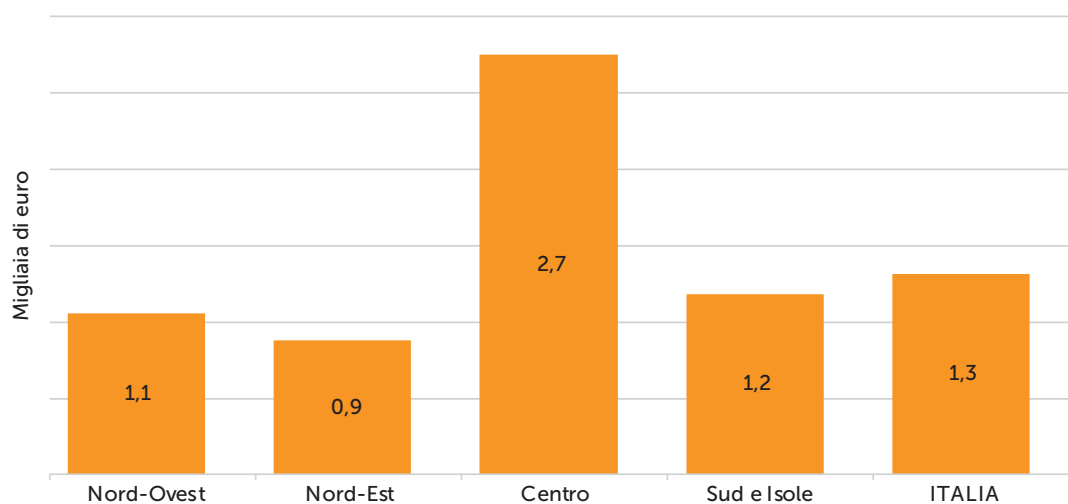
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

41 Le Province autonome di Trento e Bolzano sono escluse dal meccanismo incentivante della qualità tecnica per gli anni in considerazione.

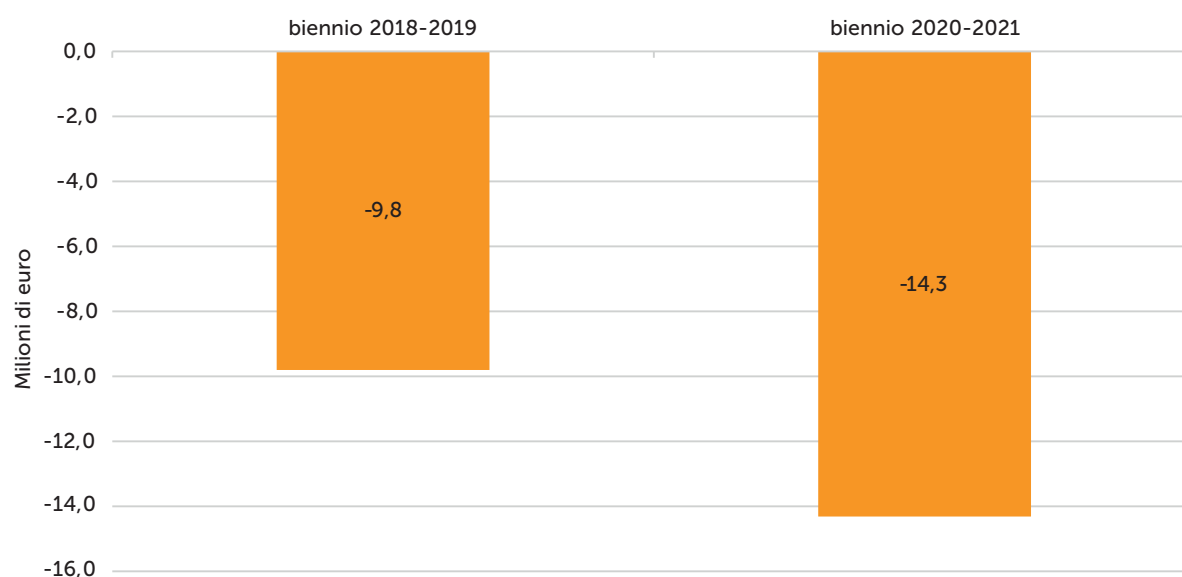
FIG. 5.59 Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna Regione nel biennio 2020-2021 (in milioni di euro)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

L'entità delle premialità medie attribuite per gestione (Fig. 5.60) è massima nel Centro, per la presenza di alcuni grandi operatori nelle graduatorie degli stadi avanzati; mentre risultano sostanzialmente allineate nelle rimanenti aree geografiche.

FIG. 5.60 Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

FIG. 5.61 Penali comminate per biennio di valutazione

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Con riferimento alle penalità, invece, il calcolo dei valori assoluti⁴² per gli stadi di base non è solo funzione dell'importo da suddividere ma risente, da un lato, della dimensione del gestore – al fine di evitare che gli importi comminati risultino eccessivi per quelli di minore dimensione – e, dall'altro, dell'entità del mancato raggiungimento dell'obiettivo (a un minore scostamento dall'obiettivo corrisponde una minore penalità, e viceversa).

Ne risultano, dunque, penalità complessive (Fig. 5.61) per un totale di poco più di 14 milioni di euro per il biennio di valutazione 2020-2021, in aumento rispetto alle penalità comminate nel biennio precedente.

Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione

Come approfonditamente illustrato nel Volume II della presente *Relazione Annuale*, nel corso del 2023 è stata data pressoché piena allocazione alle linee di finanziamento del pacchetto *Next Generation* EU che hanno interessato il servizio idrico integrato, e per le quali l'Autorità ha prestato il proprio contributo nell'ambito della valutazione delle proposte di volta in volta presentate. Alle risorse già assegnate, tra la fine del 2021 e i primi mesi del 2023, dalle linee M2C4-I4.1 e M2C4-I4.2 del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), rivolte al finanziamento, rispettivamente, di interventi in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico e di interventi nelle reti di distribuzione dell'acqua per la riduzione delle perdite tramite la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti, nonché dall'Asse IV del Programma operativo nazionale "Infrastrutture e Reti" 2014-2020 (PON IeR), nell'ambito del programma REACT-EU, avente sempre ad oggetto la riduzione delle perdite di

42 Come previsto dall'art. 29 dell'RQTI.

rete in alcune Regioni del Mezzogiorno, si sono aggiunti i circa 600 milioni stanziati, con decreto 9 agosto 2023, n. 262 del MASE, dalla linea M2C4-I4.4 del PNRR, destinati al sostegno di interventi per l'ammodernamento delle infrastrutture di fognatura e depurazione (anche al fine di superare le procedure di infrazione comunitaria). Con riferimento poi alla richiamata linea M2C4-I4.2, si registra il recente stanziamento, con il decreto 8 aprile 2024, n. 154 del MEF, di risorse aggiuntive per complessivi 1,024 miliardi di euro per i progetti che erano risultati ammissibili nelle precedenti finestre temporali ma che non sono stati finanziati per esaurimento di fondi, risorse che sono state allocate con il decreto direttoriale 6 maggio 2024, n. 203, del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. Le ultime misure approvate hanno permesso di contribuire alla spesa per investimenti infrastrutturali nel servizio idrico integrato per quasi 4 miliardi di euro (3,979 mld) in un arco temporale compreso tra il 2021 e il 2026.

Nel campo delle politiche di sostegno del settore idrico a livello nazionale, nel 2023 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 2023 l'Autorità ha proseguito le istruttorie inerenti all'aggiornamento biennale, per gli anni 2022 e 2023, degli schemi regolatori trasmessi dagli Enti di governo dell'ambito competenti per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 (MTI-3), ai sensi della delibera 639/2021/R/idr, con le modalità e gli schemi tipo previsti dalla determina 1/2022 – DSID del 18 marzo 2023, che hanno riguardato, tra le altre, la verifica di coerenza dei Programmi degli interventi (PdI) e dei Piani delle opere strategiche (POS) con gli altri atti che compongono lo schema regolatorio e con gli obiettivi di qualità tecnica previsti nel territorio di riferimento, nonché il corretto recepimento, nelle richiamate pianificazioni, delle prime risorse stanziati 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 all'aggiornamento biennale degli schemi regolatori MTI-3. Infine, si darà conto dell'avanzamento dell'attività di monitoraggio degli interventi ammessi al finanziamento con le risorse del Piano nazionale e dell'assegnazione dei finanziamenti del citato pacchetto *Next Generation* EU.

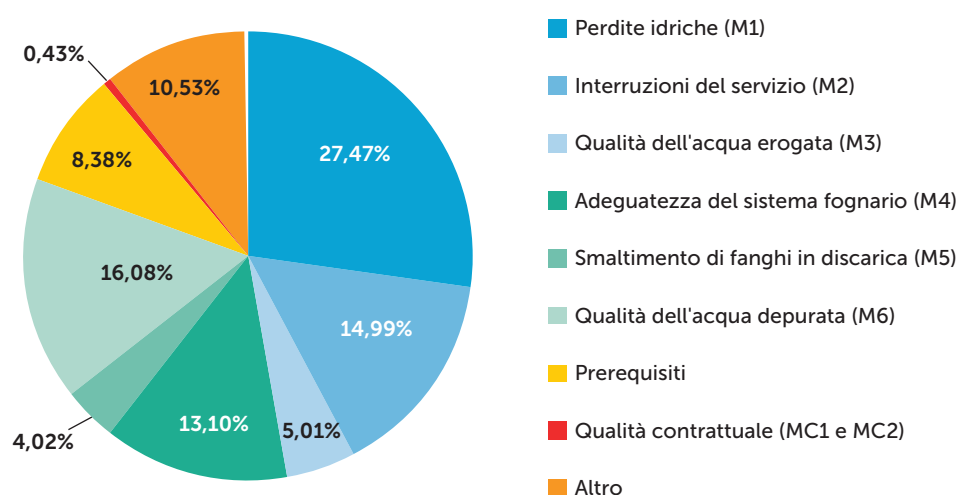
Programmi degli interventi trasmessi e Piani delle opere strategiche ai fini dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2022-2023

In continuità con quanto fatto lo scorso anno, l'analisi del fabbisogno di investimenti del servizio idrico integrato per il periodo 2022-2023 è stata condotta a partire da un campione che include tutte le gestioni con PdI rientranti in schemi regolatori approvati dall'Autorità ai sensi della 12 settembre 2023, delibera 639/2019/R/idr alla data del 30 maggio 2024, nonché 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 1/2022-DSID – rispetto al recepimento degli obiettivi di qualità tecnica e ai piani tariffari validati e trasmessi dagli EGA competenti. Si tratta nello specifico di

134 gestioni che servono complessivamente 48.894.099 abitanti, in crescita rispetto al campione del precedente anno⁴³. L'analisi ha potuto beneficiare in particolare degli ulteriori schemi regolatori pervenuti dalle aree geografiche del Nord-Ovest e del Sud e Isole.

La distribuzione del fabbisogno di investimenti (al lordo dei contributi) a livello nazionale, risultante per il biennio 2022-2023 dai Pdl analizzati (Fig. 5.62), conferma il peso degli investimenti destinati alla riduzione delle perdite idriche (che guida le priorità nella pianificazione del settore sin dalle prime rilevazioni effettuate dall'Autorità nel 2019), rafforzandolo per il duplice effetto dell'iniezione di risorse stanziata per il medesimo scopo dal PNRR e dal REACT-EU (già rappresentato nella scorsa *Relazione Annuale*), e della maggiore popolazione del campione del Sud e delle Isole.

FIG. 5.62 Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Gli investimenti pianificati per il miglioramento del macro-indicatore M1 si attestano al 27,47% di quelli programmati nel biennio, staccando di più di dieci punti percentuali il secondo gruppo di investimenti in ordine di priorità di obiettivo, quelli destinati al miglioramento della qualità dell'acqua depurata (macro-indicatore M6), al 16,1%, seguiti da quelli per la riduzione delle interruzioni idriche (intercettati dal macro-indicatore M2), al 14,99%, e da quelli per l'adeguamento del sistema fognario (M4), al 13,1%. Si conferma il calo della 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), attestandosi al 10,5%. Cresce rispetto alla scorsa rilevazione (in cui si attestava al 7,82%) 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 C668/2019, nonché alla prevenzione dell'eventualità di ulteriori condanne in quegli agglomerati oggetto di infrazioni comunitarie tuttora aperte e relative alla medesima direttiva⁴⁴), superando l'8% anche per la maggiore presenza di gestioni del

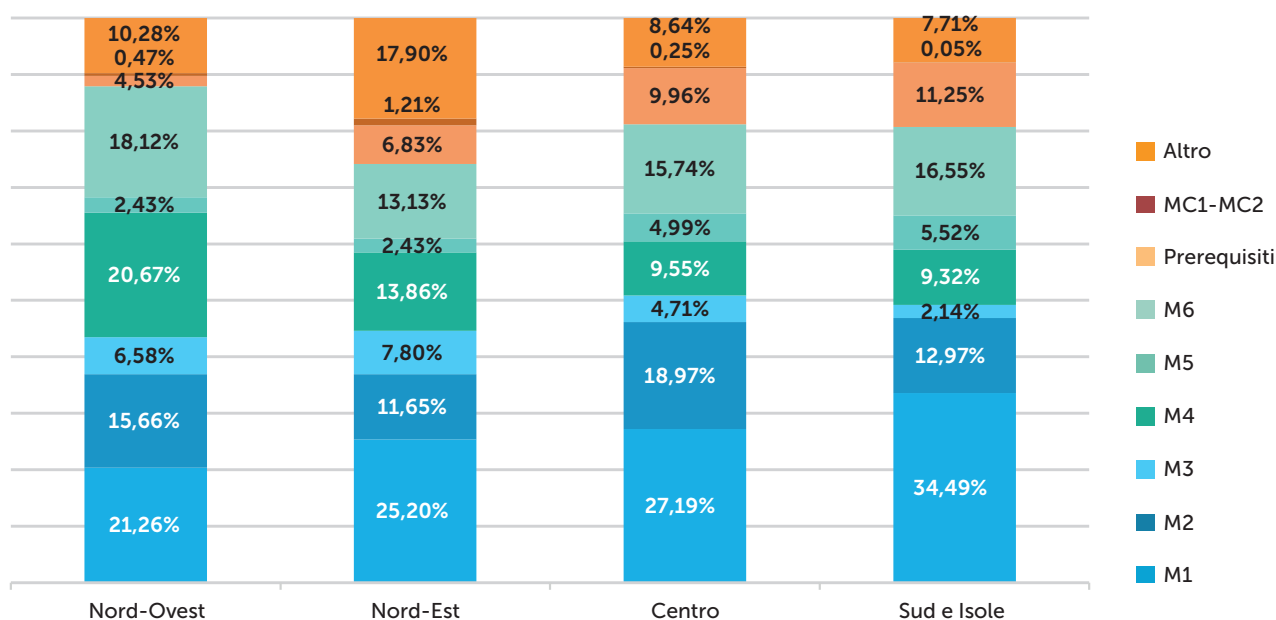
⁴³ Il campione utilizzato per le analisi condotte nel 2023 si componeva di 120 gestioni che servivano una popolazione di 46.142.604.

⁴⁴ Si fa riferimento in particolare alla procedura di infrazione europea 2017/2181, si veda anche la figura 5.36.

Sud. Tale dato è comunque inferiore a quello del precedente periodo regolatorio (in cui era maggiore del 9%), a conferma dell'avanzamento (e relativa conclusione) di alcuni degli interventi volti alla risoluzione della criticità.

La distribuzione degli investimenti per area geografica (Fig. 5.63) conferma 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 34,49%, seguite da quelle del Centro Italia, di poco al di sotto della media nazionale (27,2%). Il Sud Italia mantiene anche il più alto livello di interventi per la risoluzione delle infrazioni comunitarie, che restano tra le priorità nelle pianificazioni dell'area. 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 è il Nord-Ovest, per il quale il fabbisogno di investimenti destinato alle infrastrutture a valle della distribuzione supera il 45%.

FIG. 5.63 Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023 per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

In termini generali di servizio, il quadro nazionale del biennio, anche per le motivazioni rappresentate in premessa, resta orientato prevalentemente sugli investimenti pianificati nelle infrastrutture acquedottistiche (48%, considerando anche i due prerequisiti legati esclusivamente a profili della filiera acquedottistica) rispetto a quelli previsti nelle reti fognarie e negli impianti di depurazione (nel complesso il 40,25%), con le già rendicontate differenze tra singole aree geografiche: il Nord-Ovest è l'unica area nella quale è stato espresso un maggiore fabbisogno nelle fasi di fognatura e depurazione, mentre nel Centro Italia e nel Sud e Isole la forbice tra le due fasi aumenta a favore delle infrastrutture di acquedotto, attestandosi per queste ultime al di sopra della media nazionale.

Nella *Relazione Annuale* del 2023 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 pianificazione⁴⁵. Nel seguito si fornisce un quadro aggiornato dello stato di fatto al 2024, fermo restando quanto già rappresentato in occasione della precedente relazione⁴⁶ sull'eshaustività della presente analisi, rimandando ai successivi paragrafi l'analisi completa sull'allocation delle risorse del PNRR.

Dalla ricognizione effettuata sui Pdl trasmessi, aggiornata con la nuova composizione del campione, le risorse chiaramente riconducibili dagli Enti di governo d'ambito a interventi finanziati col pacchetto *Next Generation* EU nel biennio 2022-2023 superano i 700 milioni di euro (711,22 milioni, in crescita rispetto ai 690,1 milioni rendicontati lo scorso anno), principalmente allocate nel 2023 (618,61 milioni). 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 524,86 milioni di euro (circa il 21,52% del *budget* destinabile al servizio idrico integrato dalle tre linee citate). Complessivamente, le risorse previste incidono per circa il 9% del fabbisogno pianificato nel biennio 2022-2023 (13,5% nel 2023). Per effetto dell'aggiornamento del campione, l'incidenza delle tre misure nei Pdl aggiornati per il biennio 2022-2023 (rappresentato in figura 5.64) vede una prevalenza degli interventi finanziati con il REACT-EU (linea che si è conclusa a giugno 2022 e che prevedeva la conclusione degli interventi a dicembre 2023) rispetto alle altre due misure, per le quali il pieno recepimento si potrà apprezzare in sede di predisposizione degli schemi per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (MTI-4).

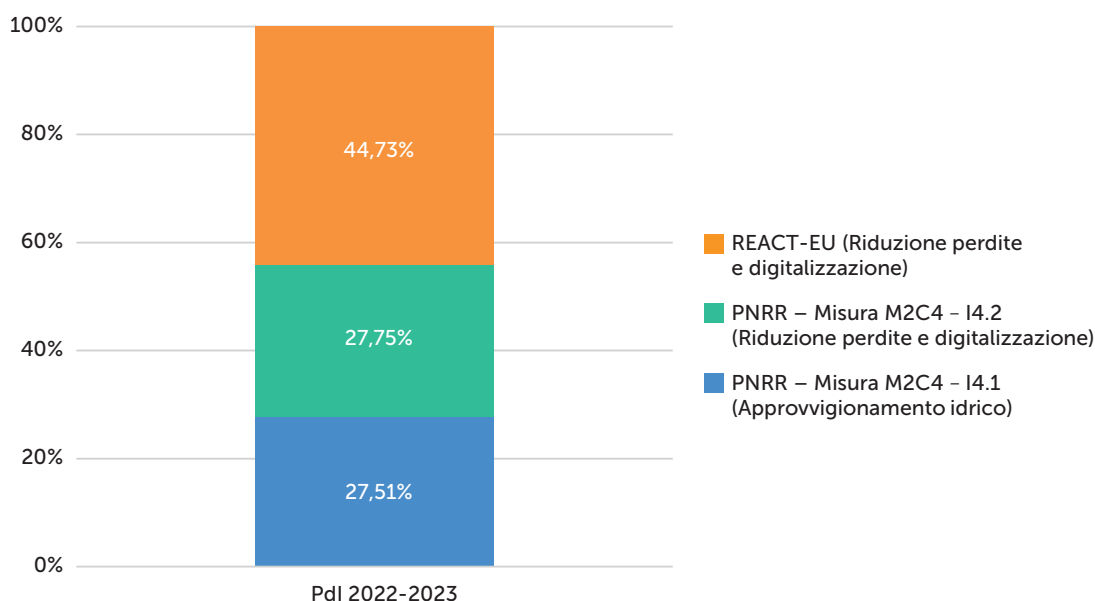
Con riferimento alle tipologie di opere sottese agli interventi oggetto di finanziamento per le tre misure descritte (in termini di nuove opere o di interventi di sostituzione e manutenzione su infrastrutture esistenti), si rileva a livello generale una sostanziale parità tra investimenti in opere di sostituzione e ammodernamento di reti e impianti e manutenzione straordinaria, rispetto al peso di investimenti per la realizzazione di nuove opere (entrambe in un *range* tra il 48% e il 49%), pur riscontrando per la linea M2C4-I4.1 una netta prevalenza di nuove realizzazioni (oltre il 90% del fabbisogno pianificato). Tale differenza (Fig. 5.65) può essere spiegata con la tipologia di interventi oggetto della richiamata linea, riconducibili principalmente a obiettivi di reperimento di nuove risorse idriche, rafforzamento delle interconnessioni tra schemi acquedottistici, incremento della disponibilità idrica e miglioramento della qualità dell'acqua prelevata, che hanno richiesto nella maggior parte dei casi la costruzione di nuovi acquedotti, adduttrici per il collegamento di sistemi di approvvigionamento e relative opere, potabilizzatori e impianti di dissalazione. Le linee di riduzione delle perdite hanno previsto invece un'incidenza significativa delle attività di risanamento e sostituzione delle condotte della rete di distribuzione, sulla base dei risultati delle attività di digitalizzazione, monitoraggio delle reti e ricerca perdite; tali attività hanno determinato un incremento della forbice tra nuove opere e sostituzioni a livello nazionale, già rilevato nella precedente *Relazione Annuale*.

45 Nell'analisi si è fatto riferimento alla linea di finanziamento M2C4-I4.1 sulla sicurezza degli approvvigionamenti, e alle linee del REACT-EU e M2C4-I4.2 del PNRR per la riduzione delle perdite idriche (per la prima temporale), i cui decreti di finanziamento sono stati completati in tempo utile per permettere agli Enti di governo dell'ambito di recepirne i progetti finanziati in sede di aggiornamento biennale.

46 Si tratta di valutazioni preliminari che andranno affinate nel prossimo periodo regolatorio 2024-2027, per due ragioni principali:

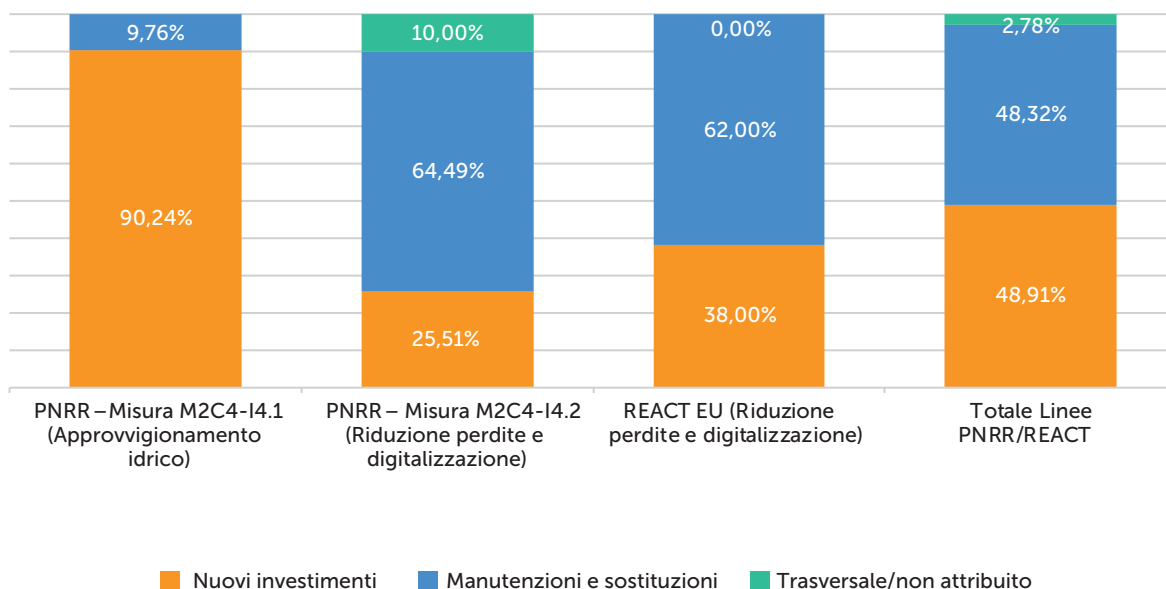
- il completamento di alcune delle linee di finanziamento in una fase successiva alla trasmissione degli schemi regolatori di aggiornamento biennale da parte di soggetti risultati beneficiari, con la conseguenza che i relativi interventi finanziati non sono stati ancora recepiti nelle programmazioni attuali; ci si riferisce alle successive finestre temporali della linea M2C4-I4.2 e alla linea M2C4-I4.4, per le quali è previsto complessivamente circa 1 miliardo di euro di risorse;
- lo sviluppo temporale degli interventi finanziati, che per la maggior parte delle linee di finanziamento si estende oltre il periodo regolatorio corrente, essendo prevista la conclusione delle opere entro il 2026.

FIG. 5.64 Interventi PNRR e REACT-EU recepiti nelle pianificazioni 2022-2023 (ripartizione percentuale per linea di finanziamento)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

FIG. 5.65 Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2022-2023 e relativi all'implementazione delle misure PNRR/REACT, per tipologia di opera (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

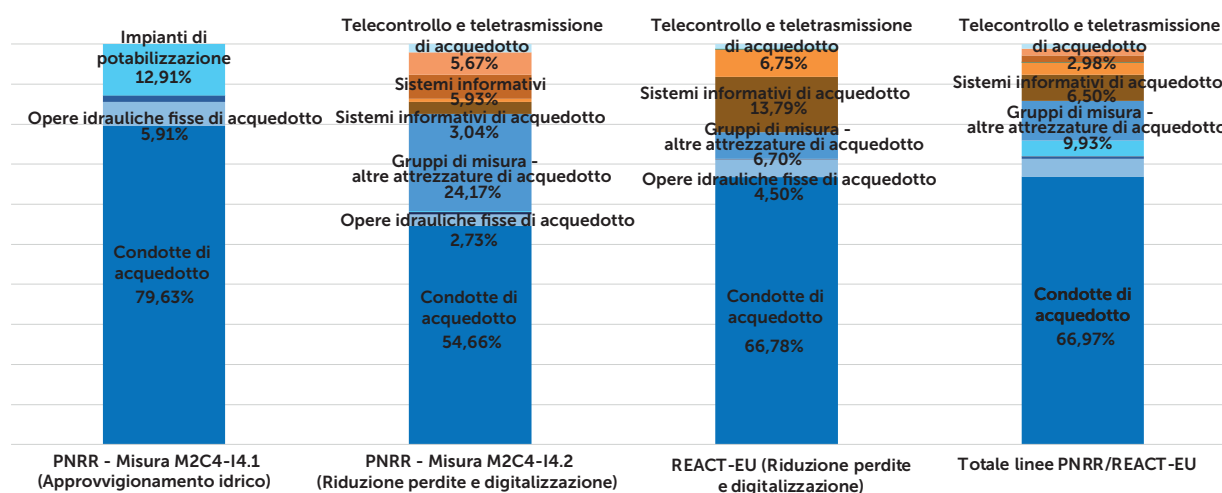
Un approfondimento dell'analisi sopra rappresentata può essere effettuato osservando la distribuzione delle opere sottostanti a ciascun intervento che l'Ente di governo dell'ambito prevede di realizzare all'interno del relativo Pdl per il raggiungimento delle *milestone* delle misure del *Next Generation* EU in esame (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); tale approfondimento, condotto con riferimento al biennio 2022-2023 oggetto di aggiornamento, ha restituito le seguenti principali evidenze (rappresentate nella figura 5.66):

- gli interventi sulle condotte di acquedotto (sostituzione e risanamento delle reti di distribuzione, realizzazione e rifacimento di adduttrici, opere di interconnessione) assorbono la quota principale di fabbisogno delle tre misure, con un'incidenza maggiore per la linea M2C4-I4.1 sull'approvvigionamento, che arriva quasi all'80% (di cui il 67,5% circa relativo a condotte di adduzione);
- con riferimento sempre alla misura di cui al precedente alinea, assumono rilievo (seppur in misura inferiore) gli impianti di potabilizzazione e gli interventi sulle opere idrauliche (sorgenti, pozzi e altri impianti di captazione), nonché di adeguamento, potenziamento e realizzazione di serbatoi, nonché di impianti di sollevamento (complessivamente le opere pesano per il 19%, con un impatto maggiore dei potabilizzatori);
- per quanto riguarda le misure per la riduzione delle perdite (REACT-EU e M2C4-I4.2) è confermata, accanto alle opere di risanamento della rete di distribuzione, categorizzate nei cespiti delle condotte di acquedotto, l'incidenza non trascurabile del potenziamento degli strumenti di misura (installazione e sostituzione di misuratori di processo e di utenza, incluse le sperimentazioni 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 (complessivamente 27,26% nel REACT EU⁴⁷ e il 39,62% nella M2C4-I4.2), con un peso maggiore della categoria dei gruppi di misura.

L'Autorità, in sede di aggiornamento biennale, ha infine proseguito le proprie analisi in merito all'utilizzo e aggiornamento, anche alla luce dei finanziamenti comunitari ricevuti dai gestori, del Piano delle opere strategiche (POS), al primo periodo di applicazione, 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).

FIG. 5.66 Interventi principali riconducibili alle misure PNRR/REACT-EU, per fabbisogno finanziario nel periodo 2022-2023 (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

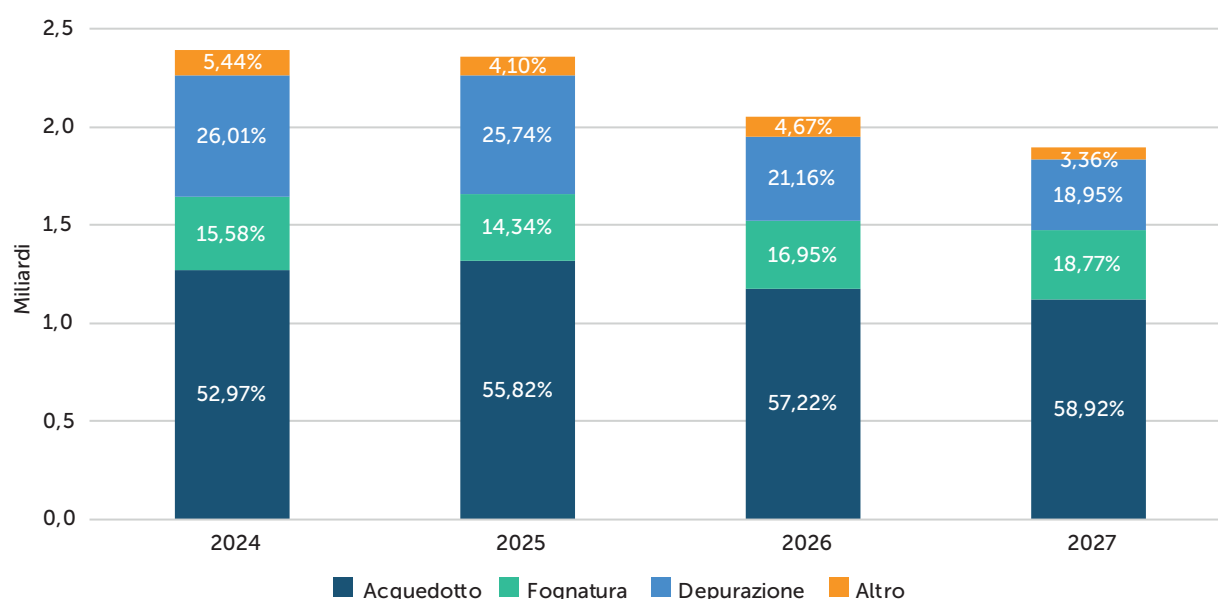
47 Si precisa che per la specifica analisi sono stati esclusi alcuni progetti per i quali l'Ente di governo d'ambito competente aveva ricondotto prudenzialmente tutti gli interventi di digitalizzazione e distrettualizzazione in un'unica categoria di cespiti, non potendo distinguere le singole opere sottostanti.

Nelle più recenti approvazioni delle predisposizioni tariffarie MTI-3 per il periodo di aggiornamento biennale 2022-2023, avvenute nel 2023, gli Enti di governo d'ambito hanno qualificato come "strategiche" nei rispettivi POS una serie di opere finalizzate principalmente:

- alla messa in sicurezza e/o alla realizzazione di acquedotti e di nuovi impianti di potabilizzazione;
- alla realizzazione di tratti di adduzione e di distribuzione dell'acqua proveniente da invasi e di interconnessioni finalizzate al completamento di anelli acquedottistici con valenza sovrambito;
- alla realizzazione di impianti di essiccamento e di valorizzazione dei 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 AE 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, per effetto dell'ampliamento del campione considerato, nel periodo 2020-2027 ammonta a circa 12,18 miliardi di euro, equivalenti a 249,11 euro/abitate, in aumento rispetto alla ricognizione svolta nella precedente *Relazione Annuale* per il medesimo periodo (11,4 miliardi di euro, equivalenti a 246,74 euro/abitate), segno di un sempre maggiore ricorso a pianificazioni di medio-lungo termine da parte di EGA e gestori. Tale fabbisogno, come prevedibile, è allocato principalmente nel quadriennio che supera il periodo regolatorio attuale (2024-2027), nel quale risultano circa 8,69 miliardi di euro (circa il 71% del totale). Le opere contenute nei POS censiti restano concentrate prevalentemente nella fase di approvvigionamento e distribuzione (51,81% del fabbisogno totale a livello nazionale) e si conferma il peso maggiore delle opere strategiche destinate ai settori di fognatura e depurazione nel quadriennio oggetto del periodo regolatorio 2020-2023 (56,47%) rispetto al secondo quadriennio 2024-2027, in cui il settore acquedottistico copre il 56% del fabbisogno complessivo. L'analisi della distribuzione temporale delle risorse del POS nel periodo 2024-2027 (Fig. 5.67), mostra un trend decrescente nel tempo, seppure in termini contenuti (passando da 2,39 miliardi nel 2024 a 1,90 miliardi nel 2027): ciò può essere dovuto alla maggiore incertezza dei finanziamenti pubblici all'epoca della predisposizione degli schemi regolatori da parte degli Enti di governo d'ambito, nel 2022, anno nel quale alcune linee di finanziamento del PNRR non erano state ancora chiuse, mentre altre lo erano state solo parzialmente. Alla luce del completamento delle misure in parola, in sede di trasmissione degli schemi regolatori valevoli per il quarto periodo regolatorio si auspica un maggior ricorso da parte degli Enti di governo dell'ambito a detto strumento di pianificazione, nonché un riequilibrio della forbice tra opere strategiche di fognatura e depurazione e opere strategiche di acquedotto, pur tenendo conto del peso più contenuto della linea specifica di investimento sul finanziamento totale (14,61%).

FIG. 5.67 Distribuzione temporale 2024-2027 del fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche e ripartizione per servizio



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Stato delle erogazioni relative al primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale

Nel corso del 2023 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 27 dicembre 2017 n. 205 – ⁴⁸, secondo le modalità previste dalla delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, come integrata dalla delibera 16 febbraio 2021, 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/idr⁴⁹, nonché degli effetti sulla rimodulazione del Piano dell'implementazione di alcune linee di finanziamento del PNRR⁵⁰.

Rispetto al quadro illustrato nella *Relazione Annuale 2022*, 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 10.092.055,05 euro (di cui 9.867.814,68 euro autorizzati nel 2023 e 224.240,37 euro nel mese di gennaio del corrente anno⁵¹). Di conseguen-

⁴⁸ 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*.

⁴⁹ 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 2021 e 2022*.

⁵⁰ Si fa riferimento nello specifico al trasferimento (già rappresentato nel Volume II della corrente *Relazione Annuale*) alla contabilità della linea M2C4-14.1 del PNRR dell'intervento n. 10 del gestore Veritas S., 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.

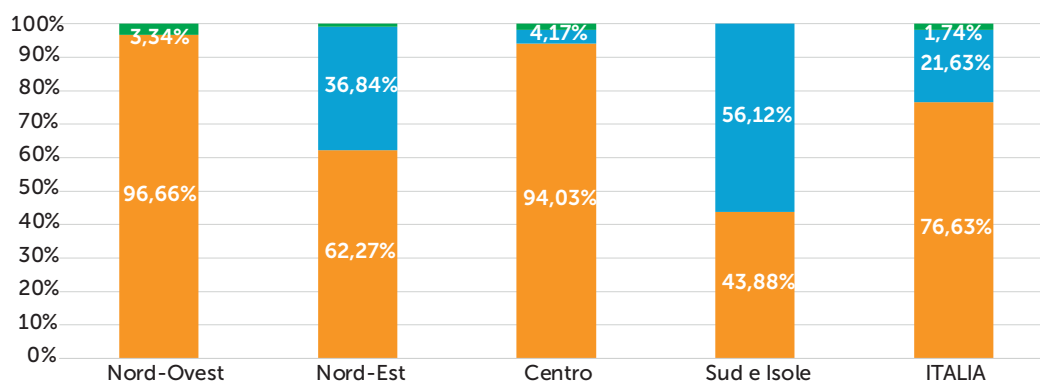
⁵¹ Per il dettaglio dei provvedimenti di interesse per quanto riguarda le autorizzazioni si veda il Volume II della presente *Relazione Annuale*.

za, 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 euro 50.942.209,1, pari al 76,63% del finanziamento totale stanziato, come aggiornato a valle delle modifiche precedentemente richiamate⁵².

Alla luce delle considerazioni riportate, nella figura 5.68 è rappresentato lo stato dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale al mese di maggio 2024, distinto per area geografica. Dal quadro emerge la conclusione dei finanziamenti per i progetti localizzati nel Nord-Ovest (dove la differenza tra erogato e importo totale è attribuibile esclusivamente a economie di spesa dei progetti) ed erogazioni che sono ormai prossime al 95% dell'importo stanziato nel Centro Italia. Si registrano avanzamenti nelle aree del Nord-Est e, in misura più contenuta, nel Sud e Isole, anche per l'effetto congiunto della conclusione di alcuni interventi e della ridefinizione delle risorse del Piano che ha inciso sulle richiamate aree.

Le autorizzazioni del 2023 hanno determinato la conclusione del finanziamento per ulteriori cinque interventi inclusi nell'elenco (nello specifico l'intervento localizzato nell'ATO della Provincia di Brescia, quello relativo al territorio dell'ATO di Lecco, la progettazione sovrambito dell'anello acquedottistico dei Sibillini nella Regione Marche e due interventi presenti in Provincia di Palermo), portando in totale a 14 (sui 26 totali) gli interventi che hanno esaurito il finanziamento stanziato dal richiamato DPCM 1° agosto 2019, previsto per questi ultimi in complessivi 40.950.000 euro. Per quattro degli interventi conclusi, in fase di rendicontazione delle quote finali, sono state attestate economie di spesa 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 36.342.209,1 euro.

FIG. 5.68 Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2024)



Area Geografica	Somma autorizzata all'erogazione (euro)	Somma da autorizzare (euro)	Somma non erogabile (ribasso)
Nord-Ovest	23.779.534	-	820.466
Nord-Est	5.467.471	3.234.599	77.930
Centro	13.446.661	595.820	257.519
Sud e Isole	8.248.542	10.551.458	0
ITALIA	50.942.208	14.381.876	1.155.916

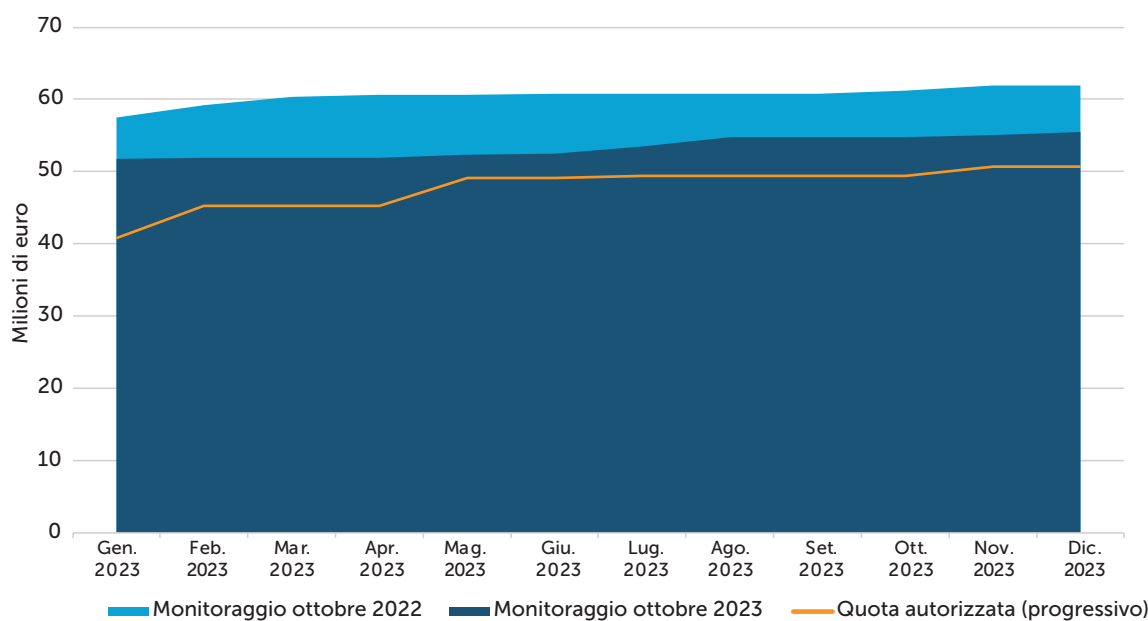
Fonte: elaborazione ARERA.

⁵² Per effetto di tali modifiche, le risorse attualmente stanziate per il primo stralcio di Piano ammontano a 66.480.000 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 "informare" 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 economico⁵³. In occasione dei due aggiornamenti previsti nel corso del 2023 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, nonostante permanga una forbice di circa sei milioni di euro tra la spesa effettiva rendicontata alla fine del 2023 (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 2022.

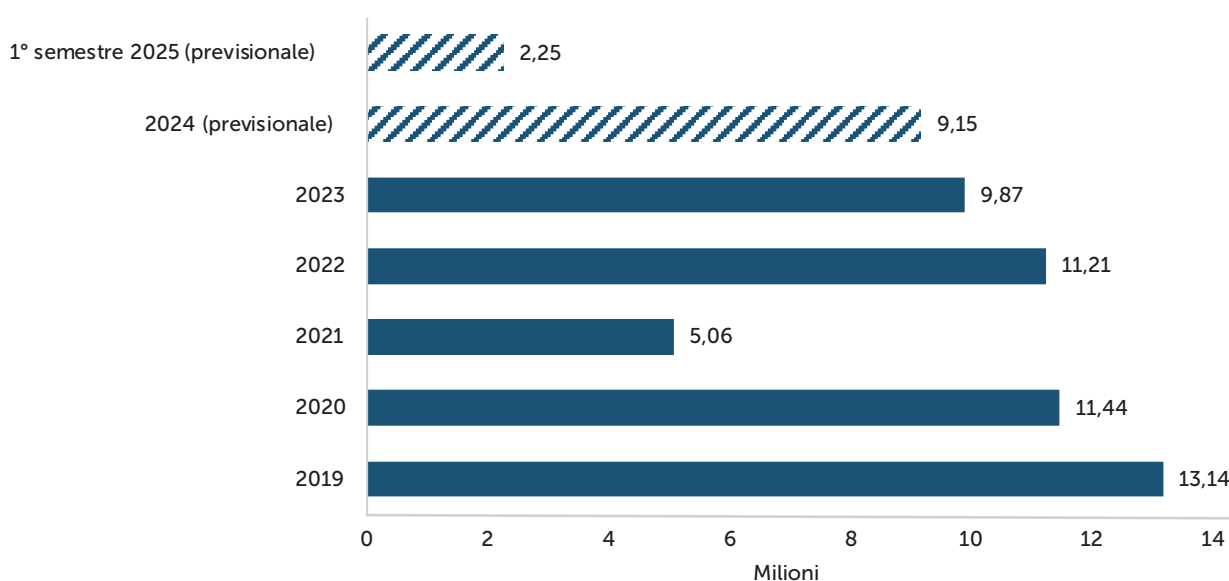
La differenza tra i due cronoprogrammi (rappresentata dalla figura 5.69) è da attribuirsi, da un lato al permanere di criticità che hanno determinato, per alcuni progetti, il protrarsi dei ritardi registrati nei mesi precedenti, dall'altro al verificarsi di economie di spesa (per lo più ribassi di gara) nelle rendicontazioni dei progetti conclusi o prossimi alla conclusione.

FIG. 5.69 Spesa cumulata del Piano nazionale sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari a ottobre 2023 e confronto con le previsioni di spesa trasmesse a ottobre 2022



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.

⁵³ 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. 5.70 Stato delle erogazioni per anno di autorizzazione e previsione 2024 e 2025

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.

Considerando lo sviluppo dei cronoprogrammi trasmessi, risulta che nel corso del 2023 si è raggiunto un livello di erogazioni simile a quello degli anni precedenti (con la sola eccezione del 2021, hanno caratterizzato da significativi rinvii dovuti ai noti ritardi sulle progettazioni e sui lavori, derivanti in larga parte dall'emergenza pandemica), seppure con un trend in contrazione per via della conclusione di diversi interventi e finanziamenti. Tale tendenza è confermata anche con riferimento alle previsioni di erogazione, secondo il cronoprogramma trasmesso all'Autorità da parte di CSEA a valle dell'ultimo monitoraggio di ottobre 2023, in cui sono ipotizzate le autorizzazioni previste nel 2024 e nel primo semestre 2025, che dovrebbero portare complessivamente a erogare, tenendo conto delle economie di spesa, circa il 93,45% del finanziamento totale previsto dal Piano, come da figura. 5.70.

Il rispetto delle previsioni di erogazione dipenderà da quelle di trasmissione all'Autorità degli schemi regolatori validi per il quarto periodo regolatorio ai sensi del MTI-4 (2024-2029), in quanto una delle condizionalità per l'erogazione di cui all'art. 7 della delibera 425/2019/R/idr, come è noto, è relativa alla trasmissione all'Autorità, da parte dell'ente di riferimento (o dell'Ente di governo d'ambito, qualora non coincidente con l'ente di riferimento, dandone comunicazione a quest'ultimo), degli atti che costituiscono lo schema regolatorio del soggetto realizzatore vigente al momento della richiesta di erogazione delle quote di finanziamento.

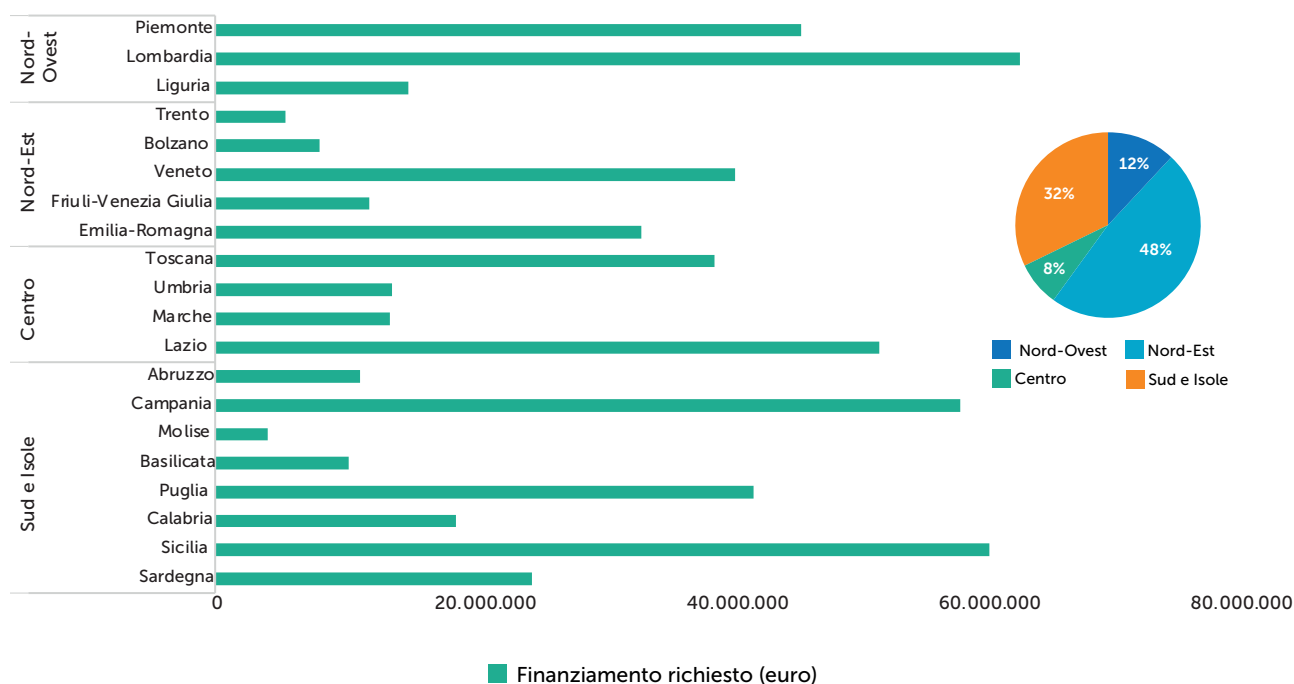
Stato di avanzamento delle linee di finanziamento previste dal pacchetto Next Generation EU: evidenze nel servizio idrico integrato

Nel presente paragrafo sono illustrati gli esiti dell'ulteriore misura prevista nel PNRR e giunta a completamento nel corso del 2023, vale a dire la linea di finanziamento I4.4 della componente M2C4 ("Investimenti in fognatura e depurazione"), e dello *scale up* della linea I4.2 della medesima componente ("Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti"), definito nei primi mesi del 2024;

in conclusione del paragrafo è presentato un quadro complessivo aggiornato dei finanziamenti a oggi assentiti col pacchetto *Next Generation EU*, con la precisazione 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.

Come rappresentato nel Capitolo 2 del presente Volume, con il decreto ministeriale 9 agosto 2023, n. 262, il MASE ha individuato l'elenco delle proposte progettuali ammissibili a finanziamento nell'ambito delle risorse relative alla richiamata linea di investimento. Le risorse stanziare (complessivamente 581.384.440 euro) sono state destinate a interventi funzionali a garantire, nel tempo, il mantenimento o raggiungimento della conformità alla direttiva 91/271/CEE, con priorità, nel secondo caso, per quelli localizzati in agglomerati oggetto di contenzioso comunitario, in funzione dello stato di gravità dello stesso al momento della pubblicazione del decreto. Dall'analisi della tavola dell'elenco dei progetti ammissibili, rispetto alle 176 proposte totali, quest'ultima categoria di interventi copre il 56,12% delle risorse complessivamente stanziare (80 interventi dal valore di 362,24 milioni di euro); le restanti quote riguardano interventi per la messa a norma rispetto ai requisiti della direttiva 91/271/CEE in agglomerati non oggetto di contenzioso comunitario (35 interventi dal valore di 108,84 milioni di euro) e interventi tesi a garantire il mantenimento della conformità ai requisiti della direttiva (61 interventi dal valore di 146,3 milioni di euro). Gli interventi hanno come obiettivo quello di rendere conformi ai requisiti della direttiva nel complesso oltre 4 milioni di abitanti, prevalentemente localizzati nelle aree geografiche del Nord-Est e nel Sud e Isole (oltre l'80% del target complessivo). Nella figura 5.71 è rappresentata una distribuzione regionale (e per area geografica) delle risorse stanziare, dalla quale si evince che per la maggior parte sono destinate alle Regioni del Sud e delle Isole (40,26%, con incidenza maggiore in Campania e Sicilia), mentre le restanti quote sono ripartite quasi equamente tra le altre aree geografiche (soprattutto in Lombardia, Lazio, Piemonte e Veneto).

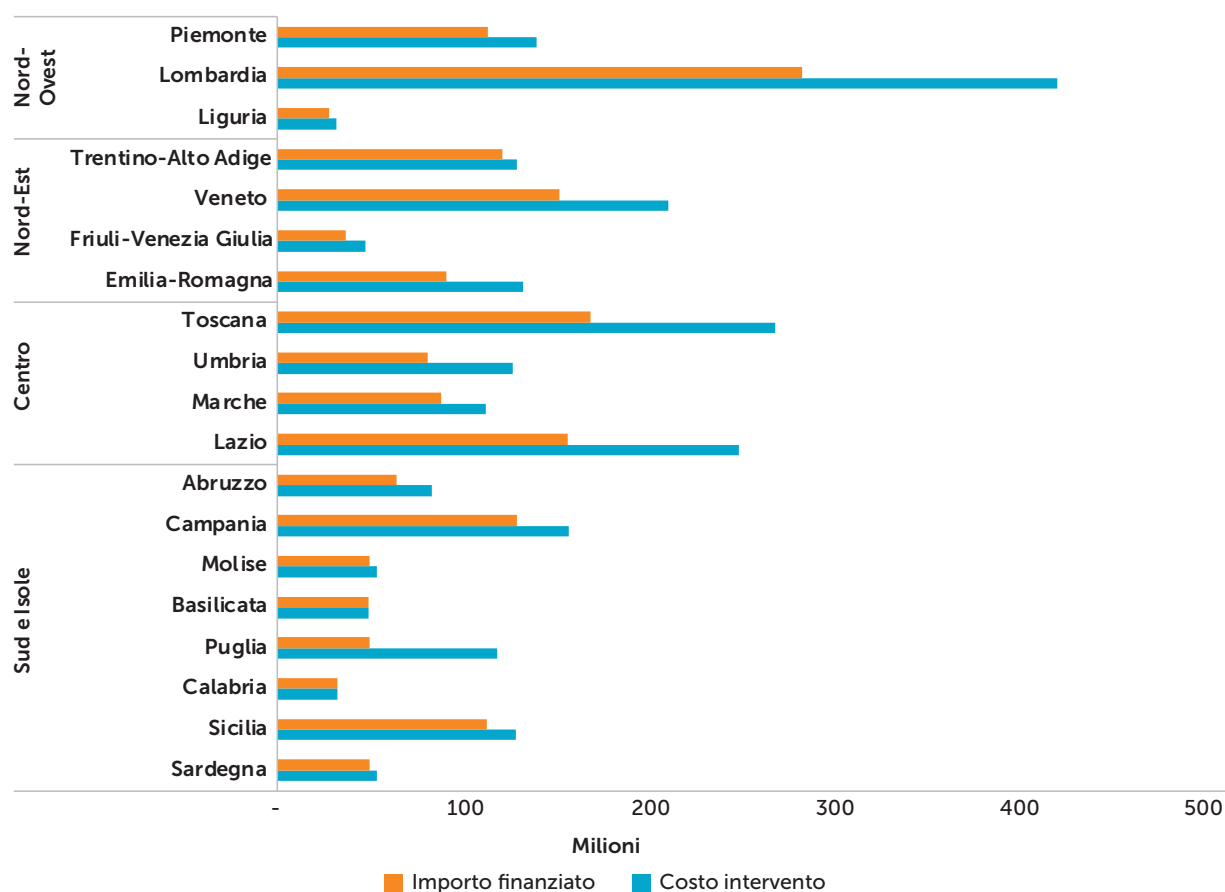
FIG. 5.71 Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4-I4.4 per area geografica, regione e numero di abitanti resi conformi



Fonte: ARERA, elaborazioni sul decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 9 agosto 2023, n. 262.

Con riferimento alla linea di investimento M2C4-I4.2, con il decreto della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti 6 maggio 2024, n. 203, sono state assegnate risorse aggiuntive (decreto del Ministero dell'economia e delle finanze - RGS 8 aprile 2024, n. 154) a quegli interventi che nella graduatoria dell'ultima finestra temporale relativa alla medesima linea (approvata con il decreto direttoriale 24 marzo 2023, n. 181⁵⁴) erano risultate "ammesse ma non finanziate per carenza di fondi". Tale *scale up*, che ammonta a 1,024 miliardi di euro, va quindi ad aggiungersi ai 900 milioni di risorse già assegnate tra il 2022 e il 2023, portando la dotazione complessiva della linea I4.2 a 1,924 miliardi di euro, di cui risultano assegnati 1,858 miliardi (allocati per il 29,1% nelle Regioni del Mezzogiorno), destinati a 103 progetti che coinvolgeranno 127 gestori del servizio idrico integrato. Tale finanziamento permetterà di attivare una spesa complessiva di 2,56 miliardi di euro tra il 2024 e il 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), come illustrato in dettaglio nella figura 5.72.

FIG. 5.72 Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4-I4.2 per area geografica, regione e leva di co-finanziamento delle proposte



Fonte: ARERA, elaborazione su decreto direttoriale del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti 6 maggio 2023, n. 203.

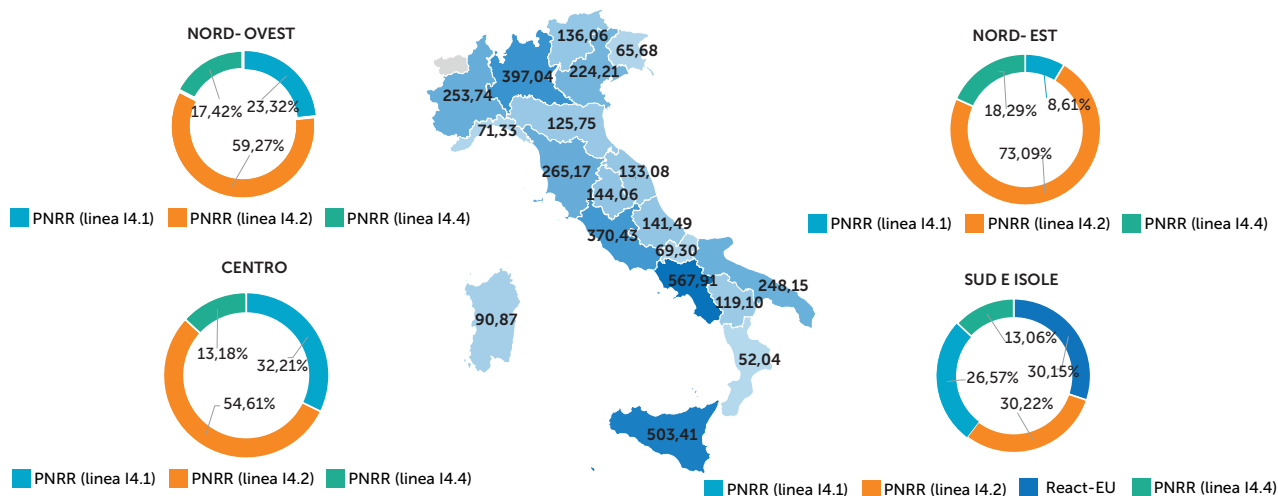
Gli investimenti oggetto di finanziamento sono finalizzati, in particolare, a ridurre le perdite nelle reti per l'acqua potabile, incrementare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici e rafforzare la digitalizzazione delle

⁵⁴ Per approfondimenti si rimanda al medesimo paragrafo del Volume I della *Relazione Annuale 2022*.

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"⁵⁵. Tali 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 2026⁵⁶.

Gli aggiornamenti appena descritti permettono di fornire un quadro maggiormente avanzato (rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2022*) dei finanziamenti riconducibili al pacchetto di misure del *Next Generation EU*. Nella mappa di cui alla figura 5.73 è riepilogato il quadro complessivo di risorse assegnate alla data di redazione della presente *Relazione Annuale*, 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. I quasi 4 miliardi complessivi di risorse finora assegnati sono allocati per il 45,05% nelle Regioni del Sud e delle Isole, con punte nelle Regioni Campania e Sicilia, seguite dalla Lombardia e dal Lazio.

FIG. 5.73 Piano nazionale di ripresa e resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti, con dettaglio delle misure per area geografica (aggiornamento a maggio 2024)



Fonte: ARERA, elaborazione sugli atti di finanziamento della linea M2C4-I4.1 (DM n. 517/2021), della linea M2C4-I4.2 (DL n. 181/2023), della linea M2C4-I4.4 (DM n. 203/2024) e del PON IeR, nell'ambito del programma REACT-EU (elenco del 13 giugno 2022).

55 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 (per esempio, 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 rete idrica, sulla base dei risultati delle attività precedentemente indicate;
- strumenti di *smart-metering* per la misurazione dei volumi consumati dall'utenza.

56 Espressi come lunghezza della rete di distribuzione che risulta complessivamente ripartita in distretti, funzionali alla localizzazione e alla riduzione delle perdite idriche.

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.

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

Regole per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie

Con la delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, l'Autorità ha approvato il Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (di seguito MTI-3), integrando e sviluppando – comunque in un quadro generale di regole stabile e certo – la regolazione asimmetrica e innovativa (basata su una matrice di schemi regolatori) applicata a partire dal 2014⁵⁷.

All'art. 6 della medesima delibera, l'Autorità ha introdotto prime disposizioni ai fini dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria, stabilendo – al comma 6.1 – che l'Ente di governo dell'ambito o altro soggetto competente:

- 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), determini con proprio atto deliberativo l'aggiornamento del vincolo ai ricavi del gestore e del moltiplicatore tariffario teta (ϑ) che ciascun gestore dovrà applicare per le singole annualità del biennio 2022-2023;
- ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, trasmetta:
 - l'aggiornamento del programma degli interventi, con specifica evidenza delle varianti al Piano delle opere strategiche;
 - il piano economico-finanziario, recante il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario teta (ϑ), come risultanti dall'aggiornamento per il biennio 2022-2023;
 - una relazione di accompagnamento che ripercorra la metodologia applicata;
 - l'atto o gli atti deliberativi di determinazione dell'aggiornamento biennale;
 - l'aggiornamento dei dati necessari richiesti.

Con la delibera 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr, l'Autorità ha poi definito – integrando le previsioni di cui al MTI-3 – specifiche regole per procedere al citato aggiornamento biennale ai fini della rideterminazione delle tariffe del servizio idrico integrato per le annualità 2022 e 2023, allo scopo di contribuire, tra l'altro, a rafforzare la

⁵⁷ Si veda la delibera 28 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, recante "Approvazione del metodo tariffario idrico e delle disposizioni di completamento".

dovuta chiarezza, trasparenza, affidabilità e certezza del quadro regolatorio di riferimento sia alla luce degli esiti di taluni contenziosi giunti a conclusione nel 2021 (in materia di tariffe del servizio idrico integrato e di regolazione della qualità tecnica), sia in considerazione degli interventi regolatori richiesti per una efficace implementazione degli strumenti di supporto del *Next Generation* EU (fra cui il Dispositivo per la ripresa e resilienza, RRF, e il Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa, REACT-EU).

Successivamente, in esito al procedimento per il riesame dei criteri per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato di cui alla menzionata delibera 639/2021/R/idr – avviato con delibera 29 marzo 2022, 139/2022/R/idr, "in relazione alla straordinaria e documentata entità dei rincari dei costi energetici" – con la delibera 24 maggio 2022, 229/2022/R/idr, l'Autorità ha rafforzato le misure tese ad assicurare la sostenibilità della gestione, a garanzia della continuità del servizio.

Come da stabile impostazione regolatoria, i soggetti competenti sono stati chiamati a procedere all'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, tenendo conto della matrice di schemi regolatori di cui all'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr (Tav. 5.6), nell'ambito della quale selezionare lo schema più appropriato sulla base di una scelta tridimensionale, ossia in ragione:

- del fabbisogno di investimenti per il quadriennio 2020-2023 – 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 2018 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, tenuto conto delle specificità riguardanti le singole gestioni.

TAV. 5.6 Matrice di schemi regolatori per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

		$\frac{VRG^{2018}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq VRG_{PM}$	$\frac{VRG^{2018}}{pop + 0,25pop_{flut}} > VRG_{PM}$	AGGREGAZIONI O VARIAZIONI NEI PROCESSI TECNICI SIGNIFICATIVE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2020}^{2023} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-2}} \leq \omega$	Schema I Limite di prezzo: 5,2%	Schema II Limite di prezzo: 3,7%	Schema III Limite di prezzo: 6,0%
	$\frac{\sum_{2020}^{2023} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-2}} > \omega$	Schema IV Limite di prezzo: 7,7%	Schema V Limite di prezzo: 6,2%	Schema VI Limite di prezzo: 8,5%

Fonte: ARERA, allegato A alla delibera 580/2019/R/idr.

Con riguardo, poi, ai casi caratterizzati dal permanere dei presupposti per l'applicazione dello "schema regolatorio di convergenza"⁵⁸ di cui all'art. 31 dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr (ossia caratterizzati, in par-

⁵⁸ Con la delibera 580/2019/R/idr, l'Autorità ha previsto forme di regolazione tariffaria semplificate rispetto a quelle riconducibili alla matrice di schemi regolatori, per le gestioni

tiolare, da criticità nell'avvio delle necessarie attività di programmazione e di organizzazione della gestione ai sensi della normativa vigente, nonché di realizzazione degli interventi), l'Autorità – con la richiamata delibera 639/2021/R/idr – ha previsto che (nei casi in cui l'istanza per il ricorso allo schema regolatorio di convergenza avesse previsto una allocazione degli obblighi espressamente indicati concentrandoli unicamente nelle annualità 2022 e 2023), dal 1° gennaio 2022 i gestori interessati potessero applicare, quale valore massimo, le tariffe risultanti dall'attuazione delle regole contenute nel citato art. 31 del MTI-3⁵⁹.

Per detti contesti, l'applicazione delle regole tariffarie semplificate varate dall'Autorità è stata 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 e di corretta tenuta di registri tecnico-contabili, 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

Nel corso del 2023 l'Autorità ha proseguito le istruttorie volte all'approvazione dell'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie, concludendo, in taluni casi, anche le verifiche sulle predisposizioni per gli anni 2020 e 2021, riferite a contesti caratterizzati da talune complessità delle proposte riferite al terzo periodo regolatorio 2020-2023. Alla data del 31 dicembre 2023, gli atti di determinazione tariffaria adottati dall'Autorità per il biennio 2022-2023, hanno riguardato complessivamente 67 gestioni, interessando 30.830.746 abitanti, distinguendo:

- 66 operatori (per una popolazione servita pari a 30.528.045 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 degli obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera 27 dicembre 2019, 917/2017/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 alle delibere 580/2019/R/idr, 639/2021/R/idr e 229/2022/R/idr;
- una gestione d'ambito operante in Molise (riferita a una popolazione di 302.701 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 580/2019/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 69% degli abitanti del Nord-Est, il 64% della popolazione del Nord-Ovest, il 60% dei residenti nell'Italia centrale e il 32% della popolazione dell'area Sud e Isole (Tav. 5.7 e Fig. 5.74). A livello nazionale, le determinazioni dell'Autorità riguardano gestioni che erogano il servizio al 53% degli abitanti residenti.

per le quali nei precedenti periodi siano emerse carenze degli atti e dei dati necessari ai fini tariffari. Tali contesti sono stati rinvenuti prevalentemente nel Mezzogiorno e risultano caratterizzati dal perdurare di criticità in ordine alla fruizione dei servizi, alla realizzazione degli investimenti, all'attività legislativa regionale o nei meccanismi decisori degli Enti di governo dell'ambito (c.d. *Water Service Divide*). Al fine di favorire la convergenza tra le diverse aree del Paese, l'Autorità ha pertanto introdotto, con la citata delibera 580/2019/R/idr, una specifica fattispecie di regolazione tariffaria applicabile, definita "schema regolatorio di convergenza", da applicarsi per un periodo limitato e predefinito al termine del quale ricondurre le realtà interessate alla disciplina ordinaria di riferimento (matrice di schemi regolatori).

⁵⁹ Tra le realtà per cui, nel biennio 2022-2023, è stato fatto ricorso a tale fattispecie di regolazione applicabile, se ne rinvenivano alcune riferibili a operatori a cui è stato assegnato (secondo un percorso di graduale acquisizione delle gestioni preesistenti) l'affidamento del servizio idrico integrato per l'intero ambito territoriale ottimale di riferimento, peraltro coincidente con il territorio delle rispettive Regioni (si fa riferimento, per esempio, al Molise e alla Calabria).

TAV. 5.7 *Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per l'aggiornamento biennale 2022-2023 (numero di gestioni e di abitanti)*

REGIONE	NUMERO DI GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE AGGIORNAMENTO 2022-2023	POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE AGGIORNAMENTO 2022-2023 (ABITANTI)
Abruzzo	1	100.880
Basilicata	1	555.023
Calabria	-	-
Campania	-	-
Emilia-Romagna	8	2.447.084
Friuli-Venezia Giulia	6	1.088.609
Lazio	1	3.705.295
Liguria	1	824.516
Lombardia	10	6.531.546
Marche	5	1.157.867
Molise	1	302.701
Piemonte	12	3.388.821
Puglia	1	3.937.919
Sardegna	-	-
Sicilia	3	1.287.742
Toscana	4	1.081.360
Umbria	3	873.006
Valle d'Aosta	-	-
Veneto	10	3.548.377
ITALIA	67	30.830.746

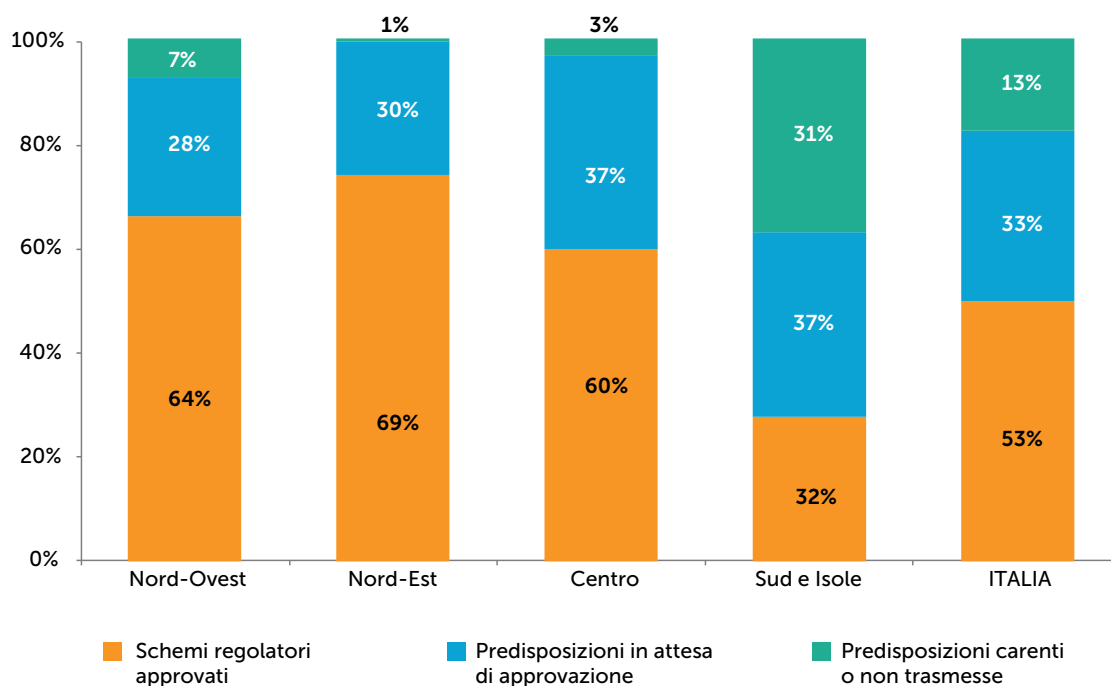
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

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 nel corso del 2023 (dunque oltre il previsto termine del 30 aprile 2022) e per cui sono in corso i necessari approfondimenti sull'aggiornamento dei dati e degli atti ricevuti. Al riguardo si rammenta che, poiché con la delibera del 28 dicembre 2023, 639/2023/R/idr è stato approvato il Metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (MTI-4), l'Autorità – come da stabile impostazione regolatoria – completerà le istruttorie volte ad accertare la coerenza dei pertinenti dati tecnici e tariffari, nell'ambito delle verifiche sugli specifici schemi regolatori per il quarto periodo regolatorio (2024-2029), proposti dagli Enti di governo dell'ambito, nell'osservanza del metodo di cui all'allegato A alla citata delibera. Le determinazioni tariffarie adottate dal soggetto competente per le precedenti annualità saranno, quindi, valutate dall'Autorità – nell'ambito della quantificazione delle componenti a conguaglio di cui all'art. 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, no-

nostante i recenti positivi sviluppi nel riordino degli assetti locali⁶⁰, 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 a talune gestioni della Campania e della Sicilia).

FIG. 5.74 Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)

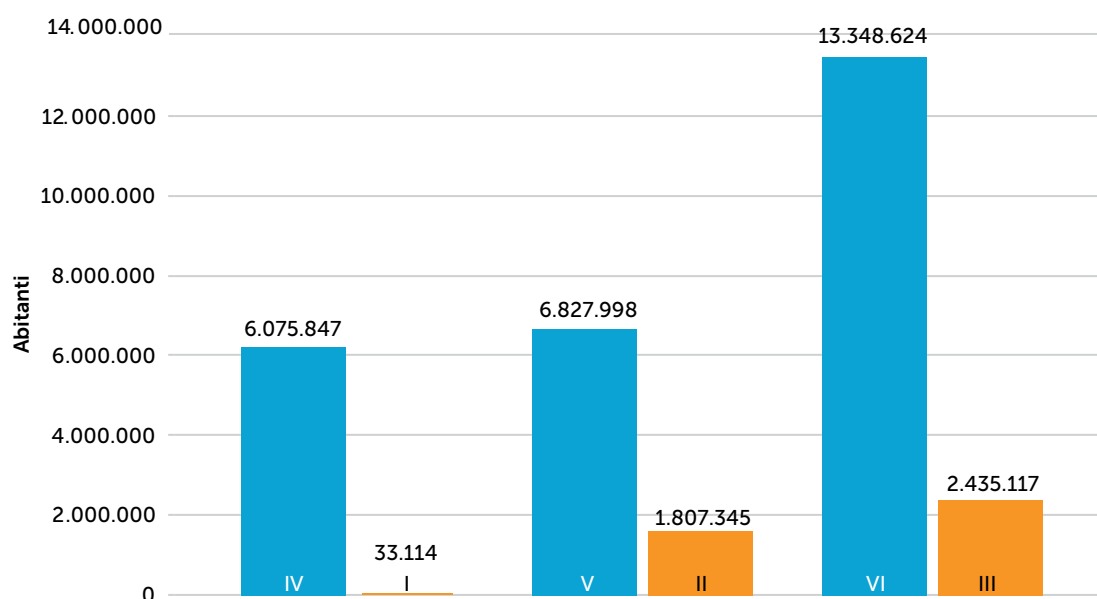


Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Nell'ambito della matrice di schemi regolatori di cui all'art. 5 del MTI-3, le 66 gestioni interessate da specifici atti di approvazione da parte dell'Autorità sono state collocate – dai pertinenti soggetti competenti – come rappresentato (in termini di popolazione servita) nella figura 5.75, rilevando (come riportato nella tavola 5.8) che:

- per 16 gestioni (che erogano il servizio a 4.275.576 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 il menzionato gruppo di operatori è stata approvata una variazione tariffaria media annua del 4,5% nel 2022 e del 4,0% nel 2023;
- per 50 gestioni (che servono 26.252.469 abitanti), le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni esistenti, collocandosi negli schemi IV, V e VI. Per le gestioni in parola è stato deliberato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 5,2% nel 2022 e al 4,8% nel 2023.

⁶⁰ Si veda, in particolare, la diciottesima relazione ai sensi dell'art. 172, comma 3-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante "Norme in materia ambientale", relazione 31 gennaio 2023, 38/2024/1/idr.

FIG. 5.75 Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.8 Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)

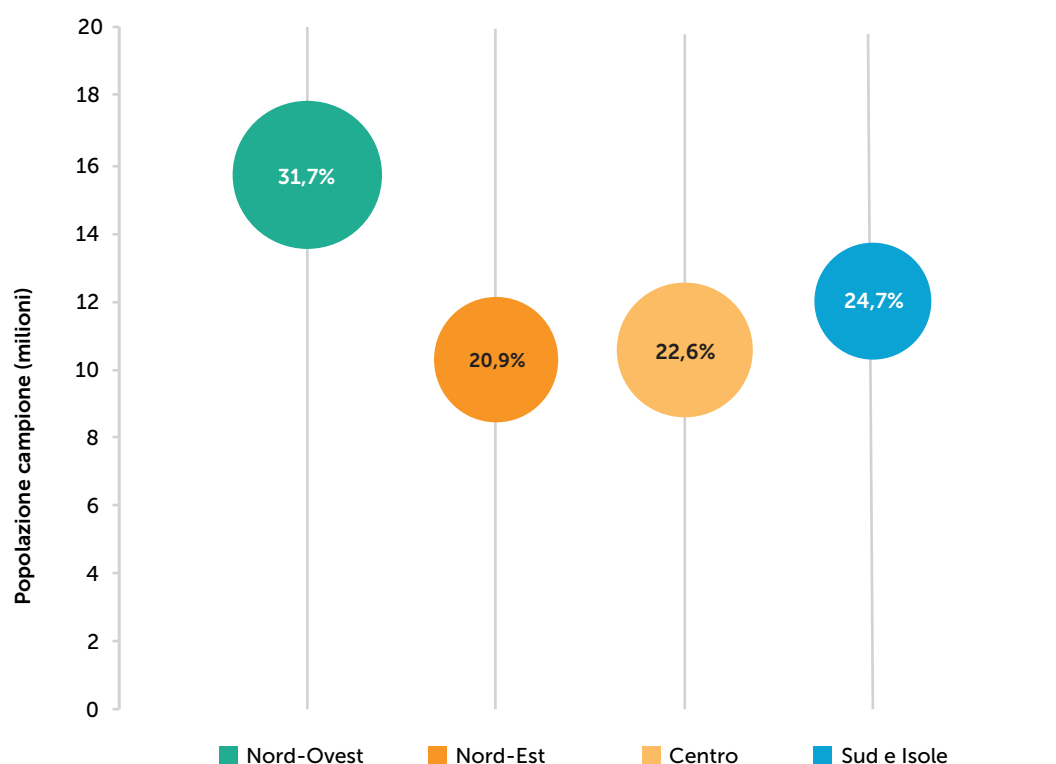
REGIONE	SCHEMI I, II, III				SCHEMI IV, V, VI			
	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA		GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA	
			2022	2023			2022	2023
Abruzzo	-	-	-	-	1	100.880	7,7%	7,7%
Basilicata	-	-	-	-	1	555.023	3,0%	3,0%
Emilia-Romagna	4	1.589.626	3,1%	1,9%	4	857.458	2,0%	1,8%
Friuli-Venezia Giulia	1	228.590	5,9%	5,9%	5	860.019	4,6%	5,8%
Lazio	-	-	-	-	1	3.705.295	5,7%	5,5%
Liguria	-	-	-	-	1	824.516	6,2%	6,2%
Lombardia	3	1.849.820	6,0%	5,9%	7	4.681.726	5,7%	5,1%
Marche	1	115.225	4,9%	4,9%	4	1.042.642	5,8%	3,8%
Piemonte	7	492.315	3,2%	2,7%	5	2.896.506	8,1%	7,6%
Puglia	-	-	-	-	1	3.937.919	2,0%	2,0%
Sicilia	-	-	-	-	3	1.287.742	5,8%	5,6%
Toscana	-	-	-	-	4	1.081.360	4,1%	1,1%
Umbria	-	-	-	-	3	873.006	4,5%	5,5%
Veneto	-	-	-	-	10	3.548.377	6,1%	5,7%
ITALIA	16	4.275.576	4,5%	4,0%	50	26.252.469	5,2%	4,8%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità

Le analisi proposte nel seguito, relative alle principali grandezze tariffarie del settore, riguardano un campione composto da 130 gestioni (per le quali la proposta di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie è stata trasmessa all'Autorità ai sensi delle delibere 580/2019/R/idr, 639/2021/R/idr e 229/2022/R/idr) che servono complessivamente 48.736.089 abitanti, distribuiti tra le diverse aree geografiche come illustrato nella figura 5.76. Il campione include 64 operatori, che servono una popolazione di 18.208.044 abitanti, che – alla data del 31 dicembre 2023 – non risultano ancora interessati da provvedimenti dell'Autorità aventi ad oggetto l'approvazione degli specifici schemi regolatori e per i quali, come anticipato, l'Autorità concluderà la relativa istruttoria in sede di approvazione della proposta tariffaria presentata per il quarto periodo regolatorio 2024-2029, ai sensi del MTI-4.

FIG. 5.76 Distribuzione della popolazione del campione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

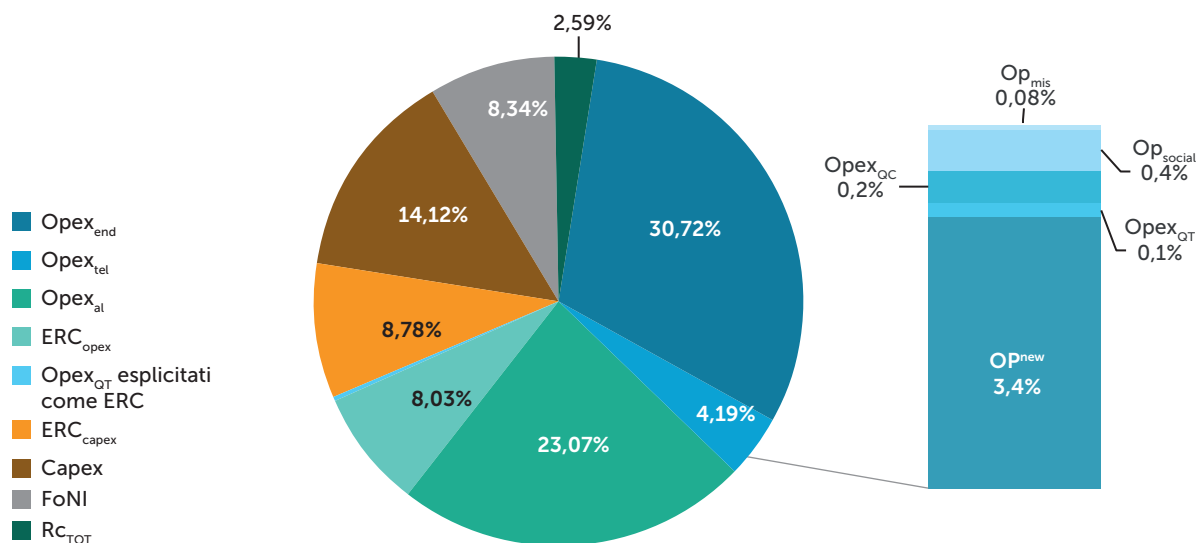
Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

Le proposte tariffarie trasmesse all'Autorità, riferite al campione sopra rappresentato (composto da 130 gestioni che servono 48.736.089 abitanti), portano a quantificare, per l'anno 2023, un ammontare complessivo di costi ammessi al riconoscimento tariffario (vincolo ai ricavi del gestore, VRG^a) pari a circa 8,6 miliardi di euro. Dalla figura 5.77 si evince che:

- il 66,2% 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 – $Opex_{end}^a$ (30,7%);
 - costi operativi aggiornabili $Opex_{al}^a$ (23,1%), in sostanziale continuità con i dati illustrati nelle precedenti edizioni della *Relazione Annuale*, nonostante il diffuso ricorso, nelle annualità 2022 e 2023, alle misure straordinarie varate dall’Autorità per consentire di anticipare almeno in parte gli effetti del trend di crescita del costo dell’energia elettrica, di cui si dirà più diffusamente in seguito⁶¹;
 - costi operativi associati a specifiche finalità $Opex_{tel}^a$ (4,2%) 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 ($OP^{new,a}$);
 - ✓ oneri aggiuntivi riconducibili agli obiettivi di qualità tecnica ai sensi della delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr ($Opex_{QT}^a$ per la parte non esplicitata come costi ambientali e della risorsa Erc^a);
 - ✓ 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 ($Opex_{QC}^a$);
 - ✓ 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/idr⁶²;
 - ✓ 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 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 (8,2%), inclusivi di oneri aggiuntivi riconducibili agli obiettivi di qualità tecnica ai sensi della delibera 917/2017/R/idr esplicitati come ERC;
- il 22,9% del VRG^a è finalizzato alla copertura dei costi delle immobilizzazioni che, sulla base di quanto previsto nell’allegato A alla delibera 580/2019/R/idr, sono distinti nelle componenti $Capex^a$ (14,1%) ed Erc_{Capex}^a (8,8%), cui si aggiunge una quota dell’8,3% a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI^a);
- il 2,6% del VRG^a è destinato al recupero (in sede di conguaglio, RC_{TOT}^a) degli scostamenti rispetto ai dati effettivamente registrati con riferimento a talune variabili.

61 I costi operativi aggiornabili ($Opex_{al}^a$) comprendono i costi dell’energia elettrica, inclusivi della eventuale quota aggiuntiva di natura previsionale ($Op_{EE}^{exp,a}$), i costi degli acquisti all’ingrosso, oneri aggiuntivi per lo smaltimento dei fanghi di depurazione ($Co_{Afanghi}^a$), 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).

62 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. 5.77 Composizione del vincolo ai ricavi del gestore (anno 2023)


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 2022*⁶³, risulta in lieve diminuzione l'incidenza dei costi di natura operativa (compresivi di quelli esplicitati come costi ambientali e della risorsa) rispetto al VRG^a complessivo (66,2%). 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.

Si conferma, in particolare, la dinamica dell'incidenza dei costi operativi endogeni (Opex^a_{end}), il cui andamento decrescente è registrato anche con riferimento al 2023 (con un peso del 30,7%). Tale trend che ha caratterizzato il terzo periodo regolatorio è, in parte, conseguente all'applicazione delle misure di promozione dell'efficienza gestionale con le quali l'Autorità ha introdotto uno *sharing* annuale del margine Δ Opex (dato dalla differenza tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nella tariffa dell'annualità 2016 e il costo operativo efficientabile, Coeff, sostenuto dall'operatore con riferimento alla medesima annualità), a decurtazione degli oneri ricompresi nel VRG^a nelle singole annualità del periodo 2020-2023.

Per quanto concerne la quota dei costi destinata al mantenimento e all'ammodernamento delle infrastrutture, si rileva – rispetto alla annualità precedente – una sostanziale stabilità del peso della componente Capex^a, inclusa la parte esplicitata come ERC^a, e una maggiore 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 aumento (dal 7,2% del 2022, all'8,3%), probabilmente anche tenuto conto delle necessità di co-finanziamento relative agli interventi ammessi a beneficiare delle risorse pubbliche stanziare nell'ambito del *Next Generation EU*.

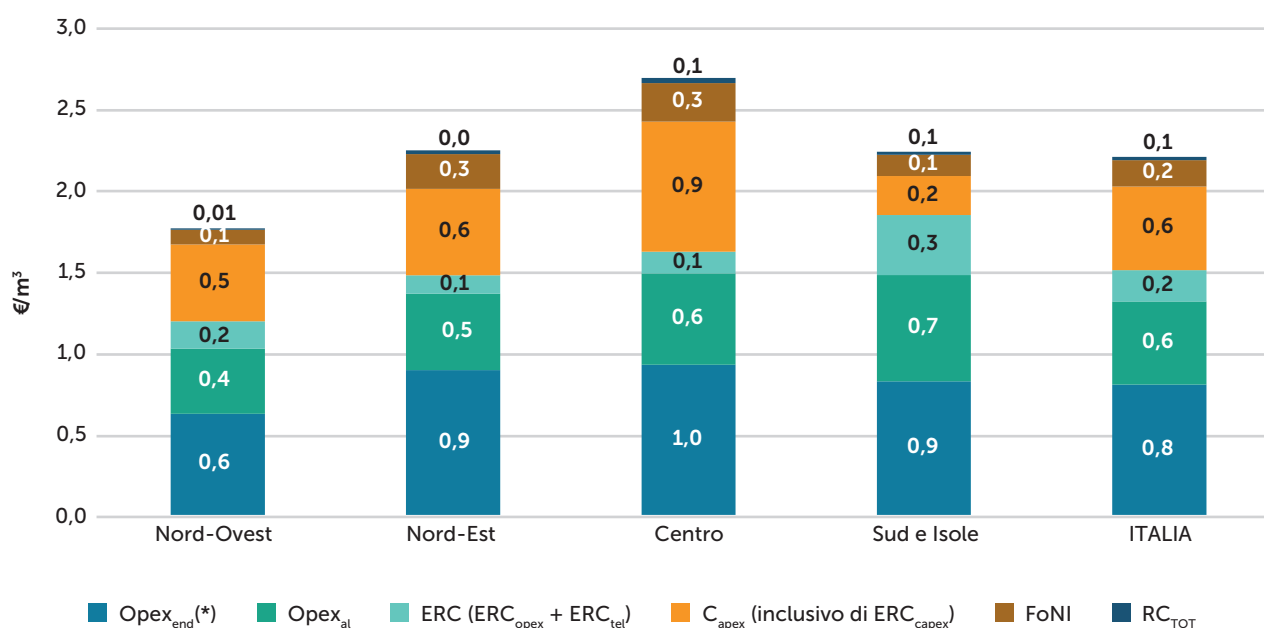
⁶³ I dati presentati nella *Relazione Annuale 2023* afferiscono a un campione di 118 operatori che servono 45.964.838 abitanti. Per il 2022, il VRG^a era così composto: per il 32,0% da Opex^a_{end}; per il 23,5% da Opex^a_{al}; per il 4,3% da costi operativi associati a specifiche finalità Opex^a_{tel}; per il 8,9% da ERC^a_{opex}; per il 23,2% da costi delle immobilizzazioni (inclusivi di Capex^a e ERC^a_{capex}); per il 7,2% da FoNI^a; per lo 0,8% da Rc^a_{TOT}.

Infine, con riguardo alla quota relativa alla componente RC_{TOT}^a , si evidenzia come la progressiva contrazione dei conguagli abbia visto, solo recentemente, una leggera inversione di tendenza (con un peso del 2,6% sul VRG^a del 2023), connessa principalmente a taluni fenomeni imprevisti e di *magnitudo* rilevante (spinta inflazionistica, in parte legata anche all'incremento dei costi dell'energia). L'incidenza, comunque contenuta, delle componenti tariffarie di conguaglio è in parte determinata dalla scelta, compiuta da alcuni Enti di governo, di ricorrere a forme di dilazione nel tempo rinviandone il riconoscimento tariffario ad annualità successive al 2023 (in un'ottica di sostenibilità della tariffa applicata agli utenti, comunque garantendo l'equilibrio economico-finanziario delle gestioni).

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, per porre in rilievo alcune delle evidenze che hanno ormai assunto il carattere della continuità⁶⁴. In particolare, con riferimento alla composizione del VRG^a unitario mostrata nella figura 5.78, il minor valore medio del VRG^a per metro cubo erogato si registra nell'area Nord-Ovest e risulta pari a 1,99 euro/m³, mentre nel Centro, cui è ancora associata la maggiore quota di VRG^a destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni (0,89 euro/m³), il valore medio unitario del VRG^a si attesta su 2,96 euro/m³. Con riferimento ai costi operativi, considerando complessivamente gli $Opex_{end}^a$ e gli $Opex_{al}^a$, il valore medio nazionale è pari a 1,39 euro/m³, compreso tra il valore medio di 1,08 euro/m³ nell'area Nord-Ovest e di 1,63 euro/m³ nell'area Sud e Isole.

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 rinvergono anche tra i valori minimi e i valori massimi registrati nell'ambito della medesima area geografica (Fig. 5.79): a livello nazionale, il VRG^a per metro cubo di risorsa erogata (in media pari a 2,40 euro/m³) varia tra un valore minimo (registrato nell'area Nord-Ovest e nell'area Sud e Isole) di 1,01 euro/m³ e un valore massimo (rilevato nel Centro) di 4,08 euro/m³.

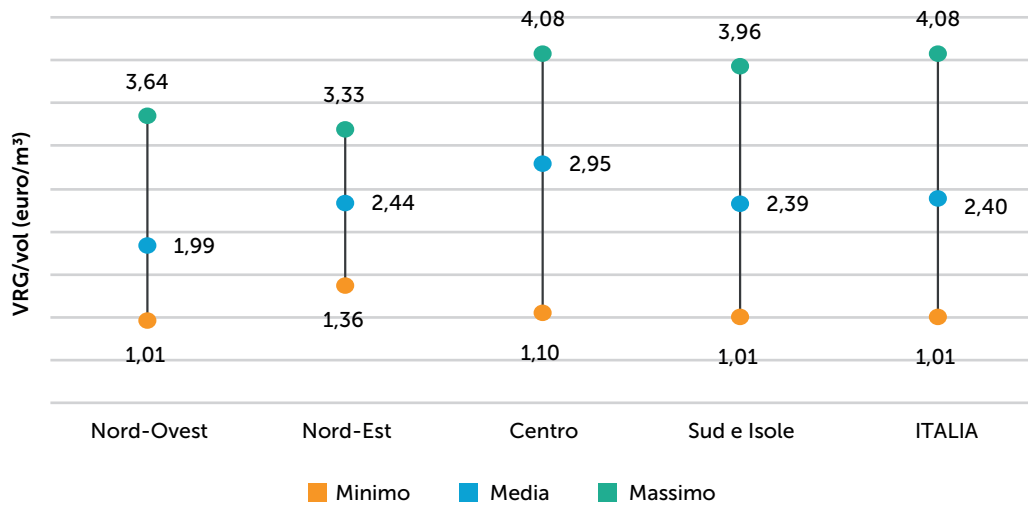
FIG. 5.78 Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2023



(*) Include eventuali OP^{new} , $Opex_{OC}$, $Opex_{OT}$, OP_{social} , OP_{mis} e OP_{COVID}

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

64 Nelle analisi svolte sulla composizione del VRG per volumi erogati e sui costi unitari del servizio sono stati espunti quattro operatori all'ingrosso e cinque *outlier*.

FIG. 5.79 Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come già accennato, l'Autorità, con delibera 580/2019/R/idr, ha introdotto un modello di promozione dell'efficienza gestionale definendo delle regole di riconoscimento dei costi operativi endogeni basati sulla ripartizione in *cluster* delle gestioni (Tav. 5.9)⁶⁵, 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 2016 e il costo operativo efficientabile risultante dal bilancio del gestore della medesima annualità ($\Delta Opex$), solo se tale valore assume segno positivo. Per ciascun anno del periodo regolatorio 2020-2023, ai fini del riconoscimento degli $Opex_{end}^a$, la quota così calcolata viene decurtata dalla componente $Opex_{end}^{2018}$ opportunamente inflazionata.

⁶⁵ Per una rappresentazione dettagliata della stima della frontiera di costo si rimanda ai documenti per la consultazione 1° ottobre 2019, 402/2019/R/idr, e 19 novembre 2019, 480/2019/R/idr.

TAV. 5.9 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, $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}}$	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 : $74 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 82$	$\gamma_{B1,A}^{OP} = -\frac{7}{8}$	$\gamma_{B1,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B1,C}^{OP} = -1$
	CLASSE B ₂ : $82 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 90$	$\gamma_{B2,A}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{B2,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B2,C}^{OP} = -1$
	CLASSE C ₁ : $90 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 103$	$\gamma_{C1,A}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C1,B}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{C1,C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
	CLASSE C ₂ : $103 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 116$	$\gamma_{C2,A}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C2,B}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C2,C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
	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 580/2019/R/idr (comma 17.1).

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 63 gestori, che servono oltre 31 milioni di abitanti, circa il 64% 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 17.1 dell'MTI-3 come rappresentato nella tavola 5.10.

TAV. 5.10 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 580/2019/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	9	7.318.556	-	-	-	-
	CLASSE B1	5	8.320.278	2	399.808	-	-
	CLASSE B2	1	1.005.081	7	1.972.301	-	-
	CLASSE C ₁	6	3.505.824	7	2.289.500	2	234.764
	CLASSE C ₂	2	405.061	7	1.557.306	4	1.168.754
	CLASSE C _{over}	-	-	2	482.470	9	2.434.321
		23	20.554.800	25	6.701.385	15	3.837.839

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

L'ammontare complessivo della decurtazione da applicare alla componente $Opex_{end}^{2018}$ è risultato, per l'anno 2023, pari a circa 28 milioni di euro e corrispondente a circa l'1,6% della componente tariffaria di riferimento. Tale decurtazione, rispetto al valore del γ_{ij}^{OP} , è riportata nella tavola 5.11. 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 639/2021/R/idr – ad alimentare il Fondo per la promozione dell'innovazione nel servizio idrico integrato di cui all'articolo 36-bis dell'MTI-3. Con la finalità di assicurare un efficace avvio delle iniziative intraprese per la promozione dell'"adozione di soluzioni innovative (...) attraverso l'introduzione di specifici meccanismi e misure incentivanti" (in coerenza con quanto prospettato, con riferimento alle linee strategiche dell'Autorità per il periodo 2022-2025, nella delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A), i criteri per il primo utilizzo del Fondo in parola sono stati disciplinati nell'ambito dell'MTI-4, che – all'art. 37 – introduce specifici "Meccanismi incentivanti per la promozione della sostenibilità energetica e ambientale".

TAV. 5.11 Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}^{2018}$ distinto per valore dei γ_{ij}^{OP} (anno 2023)

γ_{ij}^{OP}	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$(1 + \gamma_{ij}^{OP}) * \max\{0; \Delta Opex\}$ (EURO)	INCIDENZA SU $Opex_{end}^a$
- 9/10	24	11.094.183	6.209.555	1,24%
- 7/8	14	10.754.599	8.898.224	1,32%
- 5/6	8	3.294.581	2.186.547	1,10%
- 3/4	13	5.063.130	9.224.305	2,60%
- 1/2	4	887.531	1.278.201	2,12%
TOTALE	63	31.094.024	27.796.832	1,55%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con l'MTI-3 l'Autorità ha previsto 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 $Opex_{at}^a$. Nel prosieguo della presente sezione verranno esaminate alcune delle componenti tariffarie che, nell'ambito delle proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, sono state incluse tra gli e in particolare gli $Opex_{QT}^a$ (Tav. 5.12), gli Op_{Social}^a (Tav. 5.13) e gli Op_{mis}^a (Tav. 5.14)⁶⁶. 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 ($Opex_{QT}^a$) – quantificati dai competenti Enti di governo per 51 gestioni, che erogano il servizio a 28.802.428 abitanti – ammontano complessivamente a circa 23,3 milioni di euro per l'anno 2023 (corrispondenti a 0,8 euro/abitante), con una quota prevalente esplicitata come ERC^a (61,5%), come si evince dalla tavola 5.12, in sostanziale continuità con quanto rappresentato nella precedente edizione della *Relazione Annuale*.

⁶⁶ 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".

TAV. 5.12 $Opex_{OT}^a$ per l'anno 2023

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	TOTALE $Opex_{OT}^a$ (2023, EURO)		TOTALE $Opex_{OT}^a$ (INCLUSA QUOTA ERC) (2023, EURO PRO CAPITE)
			$Opex_{OT}^a$ (2023, EURO)	$Opex_{OT}^a$ ESPLICITATI COME ERC ^a (2023, EURO)	
Nord-Ovest	14	8.668.735	1.636.266	6.702.040	1,0
Nord-Est	15	4.962.945	1.477.255	781.827	0,5
Centro	18	9.370.820	4.582.569	5.912.206	1,1
Sud e Isole	4	5.799.928	1.298.223	941.226	0,4
ITALIA	51	28.802.428	8.994.314	14.337.299	0,8

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.13 Op_{Social}^a in tariffa per l'anno 2023

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	TOTALE Op_{Social}^a (2023, EURO)		TOTALE Op_{Social}^a (2023, EURO PRO CAPITE)
			Op_{Social}^a PER BONUS IDRICO INTEGRATIVO (2023, EURO)	Op_{Social}^a PER LIMITAZIONI EX COMMA 7.3, LETT. a), REMSI (2023, EURO)	
Nord-Ovest	15	9.661.238	7.538.799	1.864.462	1,0
Nord-Est	19	5.708.553	7.760.000	88.800	1,4
Centro	15	9.702.969	10.844.439	185.837	1,1
Sud e Isole	2	2.894.689	4.000.000	0	1,4
ITALIA	51	27.967.449	30.143.237	2.139.099	1,2

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

La tavola 5.13 è riferita, invece, alla componente tariffaria Op_{Social}^a (valorizzata, nell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie del 2023, per 51 gestioni che servono 27.967.449 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. *bonus* idrico integrativo), nonché, con riferimento alla disciplina della morosità, quelle 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 a circa 32,3 milioni di euro nel 2023 (corrispondenti a 1,2 euro/abitante).

Infine, per un numero più contenuto di gestori (ma comunque in aumento rispetto alle rilevazioni del 2022) 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. 5.14). Rispetto al totale delle 130 gestioni considerate nel campione, gli oneri in parola sono stati quantificati in 32 proposte tariffarie, con un ammontare complessivo riconosciuto nella tariffa del 2023 prossimo a 7,1 milioni di euro (circa 0,4 euro per abitante servito).

TAV. 5.14 Op_{mis}^a in tariffa per l'anno 2023

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	Op_{mis}^a (2023, EURO)	Op_{mis}^a (2023, EURO PRO CAPITE)
Nord-Ovest	12	5.936.976	2.529.620	0,4
Nord-Est	5	2.124.689	409.727	0,2
Centro	12	8.127.420	2.408.929	0,3
Sud e Isole	3	1.747.321	1.745.126	1,0
ITALIA	32	17.936.407	7.093.402	0,4

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Misure per la sostenibilità energetica e ambientale introdotte con l'MTI-3

Tra gli elementi di novità introdotti per il terzo periodo regolatorio 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 nelle tavole 5.15 e 5.16.

Nello specifico, per quanto concerne le "Attività b_2 ", si evidenzia una sostanziale prevalenza della voce relativa alla riduzione dell'utilizzo della plastica in particolare nell'area Centro. Dalle predisposizioni tariffarie relative al 2023 emerge che, complessivamente, la misura ha riguardato 30 gestioni del campione (che servono una popolazione pari a 16.456.529 abitanti), rendicontando almeno una voce di costo o di ricavo (di entità significativa) afferente alle "Attività b_2 ".

TAV. 5.15 Costi e ricavi delle Attività b_2 valorizzati in tariffa 2023

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	RIDUZIONE UTILIZZO PLASTICA		RECUPERO ENERGIA E MATERIE PRIME		RIUSO ACQUA TRATTATA	
			COSTI 2023 (EURO)	RICAVI 2023 (EURO)	COSTI 2023 (EURO)	RICAVI 2023 (EURO)	COSTI 2023 (EURO)	RICAVI 2023 (EURO)
Nord-Ovest	9	7.490.924	1.711.065	410.371	1.779.771	1.128.043	22.414	0
Nord-Est	10	3.126.489	751.810	525.023	144.294	74.802	6.251	12.501
Centro	10	4.326.754	3.480.656	817.736	0	11.750	13.725	1.137.654
Sud e Isole	1	1.512.363	0	0	2.806	25.951	26.871	22.114
ITALIA	30	16.456.529	5.943.531	1.753.130	1.926.870	1.240.546	69.260	1.172.269

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 5.16 si rileva che la misura ha riguardato 68 gestori (che servono 32.394.135 abitanti) e che il risparmio del costo di fornitura elettrica conseguito dai medesimi operatori per effetto di interventi di efficienza energetica ($\Delta^a_{\text{Risparmio}}$) incide complessivamente per 0,98% rispetto ai costi di energia elettrica ammessi a riconoscimento tariffario. In aggregato il valore dei risparmi conseguiti è di circa 5,5 milioni di euro, corrispondenti a circa 0,17 euro per abitante servito.

TAV. 5.16 Ripartizione del $\Delta^a_{\text{Risparmio}}$ per area geografica, anno 2023

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$\Delta^a_{\text{Risparmio}}$ 2023 (EURO)	INCIDENZA MEDIA $\Delta^a_{\text{Risparmio}}$ su Co^a_{EE}
Nord-Ovest	22	8.529.127	1.652.976	1,33%
Nord-Est	23	7.261.693	1.318.080	1,09%
Centro	15	8.962.788	1.233.852	0,88%
Sud e Isole	8	7.640.527	1.281.680	0,74%
ITALIA	68	32.394.135	5.486.588	0,98%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Le proposte di aggiornamento tariffario biennale 2022-2023 trasmesse all'Autorità hanno fatto rilevare un più diffuso impiego delle menzionate misure rispetto alle precedenti annualità, tuttavia l'Autorità medesima – in sede di definizione del Metodo Tariffario Idrico per il quarto periodo regolatorio MTI-4 – ha introdotto accorgimenti (come meglio dettagliato nel Volume della presente *Relazione Annuale* dedicato all'“Attività svolta”) tali da consentire che le potenzialità delle stesse possano essere più efficacemente espresse nell'ottica di economia circolare nel settore e di sostenibilità ambientale del comparto idrico.

Alcuni elementi di novità introdotti per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie: strumenti per la mitigazione degli effetti connessi dell'aumento del costo della fornitura elettrica

Anche nel settore idrico si sono registrati impatti, di natura prevalentemente finanziaria, derivanti dall'aumento dei costi dell'energia. Per far fronte a detta situazione emergenziale, già con la delibera 639/2021/R/idr l'Autorità – ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi – ha previsto una componente tariffaria aggiuntiva di natura pre-

visionale ($Op_{EE}^{exp.a}$), da poter ricomprendere (per le annualità 2022 e 2023) nell'ambito della componente Co_{EE}^a su istanza motivata da parte dell'Ente di governo dell'ambito, volta ad anticipare almeno in parte gli effetti del trend di crescita del costo dell'energia elettrica, nell'ottica di assicurare la sostenibilità economico-finanziaria delle gestioni e di contenere l'impatto dei futuri conguagli sulla tariffa applicata agli utenti.

Per la quasi totalità delle gestioni del campione in esame (111 su un totale di 130 (tavola 5.17)) è stato fatto ricorso alla valorizzazione della citata componente di natura prospettica (per un importo complessivo, riferito al 2023, di circa 183,1 milioni di euro), quantificandola – in media – per un valore pari al 19% del costo di energia elettrica Co_{EE}^a di cui al comma 20.1 del MTI-3 (dato medio di poco inferiore al valore massimo ammissibile, posto pari al 25%). L'importo *pro capite* per il 2023 è stimabile in circa 4,4 euro per abitante servito.

TAV. 5.17 $Op_{EE}^{exp.a}$ in tariffa per l'anno 2023

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$Op_{EE}^{exp.a}$ (2023, EURO)	$Op_{EE}^{exp.a}$ (2023, % Co_{EE}^a)
Nord-Ovest	37	14.466.504	50.799.125	18%
Nord-Est	28	8.575.958	32.853.229	18%
Centro	26	7.322.999	35.872.693	19%
Sud e Isole	20	11.285.057	63.527.944	20%
ITALIA	111	41.650.518	183.052.992	19%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Inoltre, per molti gestori è stata colta dai relativi soggetti competenti anche la possibilità di far ricorso agli ulteriori strumenti straordinari di sostegno economico e finanziario in relazione al costo dell'energia, introdotti dall'Autorità con delibera 24 maggio 2022, 229/2022/R/idr.

Si fa, nello specifico, riferimento (oltre che alla possibilità di richiedere, alla Cassa per i servizi energetici e ambientali, l'attivazione di forme di anticipazione finanziaria connesse al reperimento di risorse per far fronte a parte delle spese sostenute per l'acquisto di energia elettrica) alla facoltà di presentare motivata istanza all'Autorità, per il riconoscimento (ai sensi del comma 1.1, lett. c), della delibera 229/2022/R/idr) di costi aggiuntivi nell'ambito della quantificazione della componente di conguaglio "costi (...) per il verificarsi di eventi eccezionali" riferita all'anno 2023, ove l'entità del costo effettivo per l'acquisto di energia elettrica relativo al 2021 risultasse superiore a quello riconosciuto in applicazione delle regole di cui all'art. 20 e al comma 27.1 dell'MTI-3. L'Autorità ha, peraltro, previsto che l'istanza in discorso fosse corredata da un piano di azioni per il contenimento del costo dell'energia (attraverso anche l'esecuzione periodica delle diagnosi energetiche e la nomina di un tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia), con una valutazione del potenziale risparmio energetico, nonché delle misure per garantire la sostenibilità della tariffa per le utenze finali. Relativamente alle sole proposte tariffarie di aggiornamento biennale approvate dall'Autorità, la quota di conguaglio per eventi eccezionali del 2023 riferibile al recupero di costi di energia elettrica (afferenti al 2021) è stata quantificata per 16 operatori (che servono 5.880.128 abitanti) in circa 3,11 euro per abitante servito.

Altre regole per i conguagli

Con la delibera 639/2021/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 riconsideri, su istanza del gestore per la copertura dei costi efficienti, le predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2012 e 2013, nonché al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011, potendo predisporre la componente di congruaggio aggiuntiva, RC_{ARC} , per ciascuno degli anni $a = \{2022, 2023\}$ eventualmente provvedendo:

- a) al recupero della differenza tra quanto riconosciuto nelle pertinenti predisposizioni tariffarie in applicazione delle regole per il computo del "Capitale investito netto del gestore del SII" di cui all'art. 11 dell'allegato A alla delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr (di seguito: MTT) e quanto risulta determinando la "quota a compensazione del capitale circolante netto", CCN^{2012} e CCN^{2013} , di cui ai commi 11.2 e 11.3 dell'MTT, considerando nel computo oltre agli importi relativi ai ricavi e ai costi delle attività afferenti al servizio idrico, anche quelli riconducibili alle "Altre attività idriche" definite al comma 1.1 dell'MTT;
- b) al recupero della differenza tra quanto riconosciuto nelle pertinenti predisposizioni tariffarie in applicazione delle regole di cui al comma 42.3 dell'MTT per la determinazione della "sommatoria della quota parte di FoNI percepita in ciascun anno $n < m$ e non investita sino all'anno $m-2$ " (portata in detrazione del CIN^m) e quanto risulta considerando, ai fini del calcolo della componente $FoNI_{spesa}^m$, sia la spesa complessiva (effettuata in ciascun anno n) per la realizzazione dei nuovi investimenti individuati come prioritari, nonché per il finanziamento di agevolazioni tariffarie a carattere sociale e per le altre destinazioni d'uso della componente $\Delta CUIT_{FoNI}^a$ (secondo quanto previsto dal MTT), sia l'effetto fiscale (da aggiungersi alla citata spesa complessiva) ottenuto applicando l'aliquota 0,275 alla componente FoNI relativa agli anni 2012 e 2013;
- c) al recupero della differenza tra i "costi per variazioni sistemiche o eventi eccezionali", sub g) o h) del comma 45.1 dell'MTT e quelli eventualmente ammessi a recupero ai sensi del comma 29.1 dell'allegato A alla delibera 643/2013/R/idr (MTI);
- d) al recupero della differenza tra l'importo che, ai sensi delibera 25 giugno 2013, 273/2013/R/idr, è stato detratto dalla quota di remunerazione del capitale da restituire agli utenti relativamente al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011 e l'importo calcolato considerando – in luogo degli "oneri fiscali in ragione dell'imposta effettivamente pagata", degli "oneri finanziari effettivamente sostenuti dal gestore" e degli "accantonamenti per la svalutazione crediti", di cui al comma 2.3, lett. i), ii) e iii), della delibera 273/2013/R/idr – gli oneri finanziari e fiscali standardizzati calcolati nel rispetto dei criteri, dei parametri e delle regole di cui al titolo 5 dell'MTT.

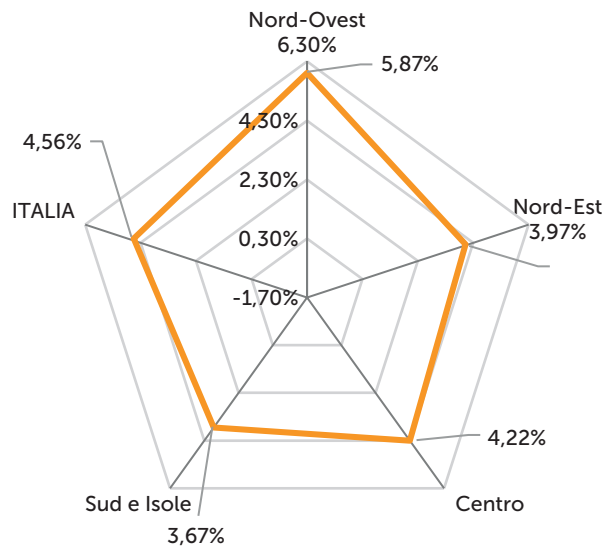
Le predisposizioni tariffarie contenenti, per il 2023, la quantificazione dei recuperi sopra menzionati (in parte già operati nell'ambito delle proposte tariffarie per il 2022) sono relative a 41 gestioni che servono circa 22,8 milioni di abitanti, corrispondenti a circa 0,9 euro per abitante servito.

Variazioni tariffarie e investimenti

Con riguardo al campione di gestori di riferimento (alcuni dei quali, come sopra evidenziato, non risultano ancora 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, la variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2023, rispetto all'anno precedente, risulta pari al 4,56%, variazione media annuale più contenuta di quella registrata nel 2022 (pari al 4,97%, per un campione di riferimento meno esteso, di 118 gestori che erogano il servizio a circa 46 milioni di abitanti).

Le variazioni rilevate nelle diverse aree del Paese mostrano una certa eterogeneità: si segnala, infatti, una variazione delle tariffe pari a +3,67% nell'area Sud e Isole, a +3,97% nel Nord-Est, a +4,22% nel Centro e a +5,87% nel Nord-Ovest (Fig. 5.80).

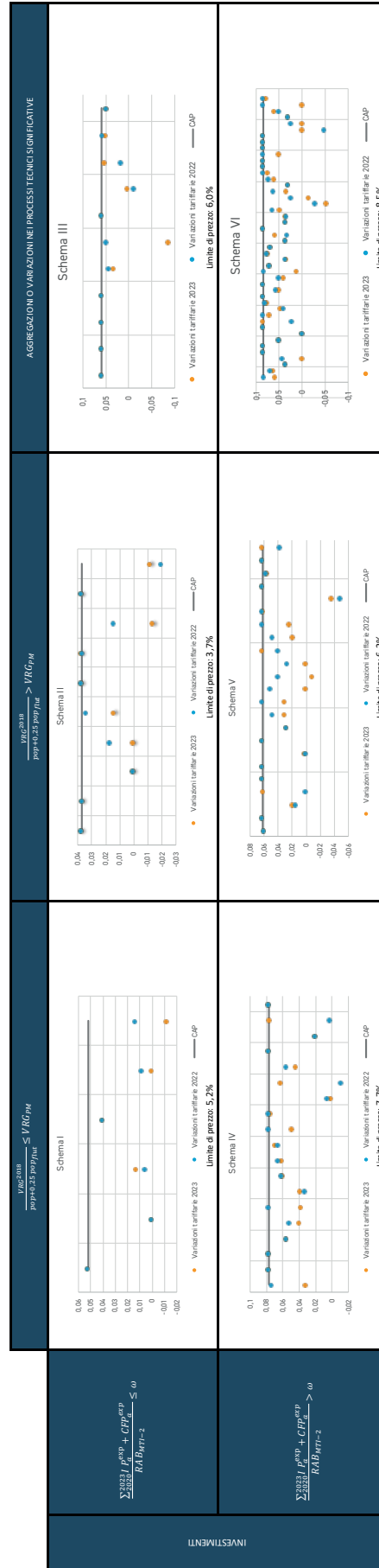
FIG. 5.80 *Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2023*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come mostrato dalla figura 5.81, 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 2022 e 2023 sono risultate 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 rispetto al valore delle infrastrutture esistenti (operatori che si collocano nella seconda riga della citata matrice di schemi regolatori).

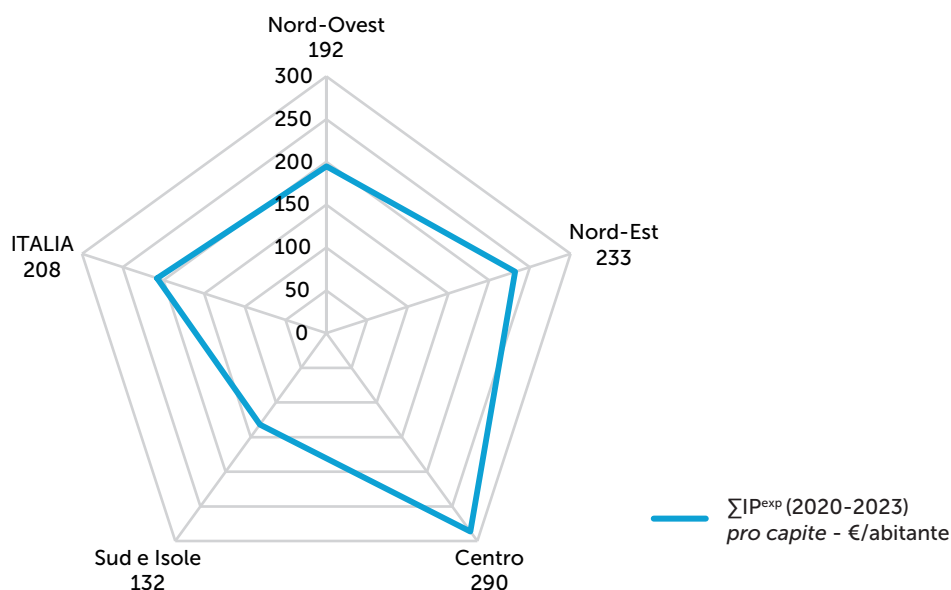
FIG. 5.81 Distribuzione delle variazioni tariffarie (anni 2022 e 2023) nell'ambito della matrice di schemi regolatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento agli investimenti programmati, come rivisti sulla base dei criteri e delle modalità di cui alla delibera 639/2021/R/idr, analizzando il medesimo campione sopra richiamato, il valore della spesa per investimenti *pro capite* (al netto di contributi pubblici) si attesta – per l'intero quadriennio 2020-2023 – a 208 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a 52 euro/abitante/anno), con valori pari a 290 euro/abitante nel Centro, a 233 euro/abitante nel Nord-Est e a 192 euro/abitante nel Nord-Ovest. Si conferma, inoltre, la previsione di risorse più contenute destinate dalla tariffa agli interventi infrastrutturali nell'area Sud e Isole, in cui, nel quadriennio considerato, il valore si ferma a 132 euro/abitante (Fig. 5.82).

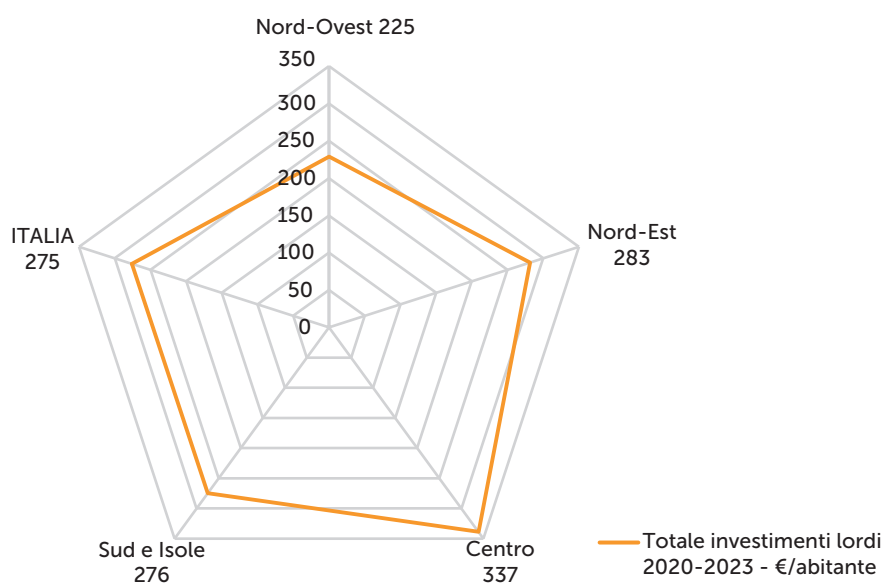
FIG. 5.82 Investimenti pro capite (al netto dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023, come rivisti in sede di aggiornamento tariffario 2022-2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento al medesimo campione, gli investimenti programmati per il quadriennio 2020-2023 – al lordo delle previsioni in ordine alla disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche – risultano, in termini *pro capite*, pari a 275 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a una spesa annuale per investimenti di 69 euro/abitante); il valore più elevato si riscontra nell'area del Centro, con 337 euro/abitante per il quadriennio 2020-2023 (Fig. 5.83). 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 dell'aggiornamento tariffario biennale.

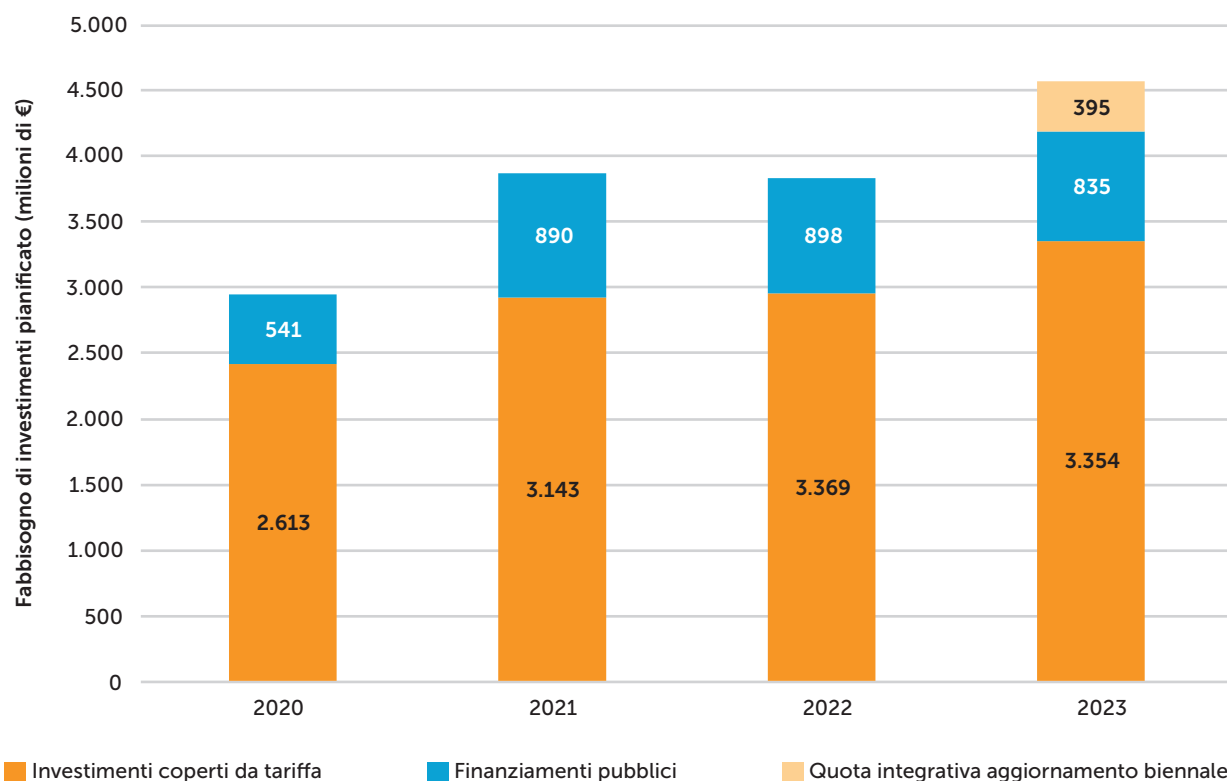
FIG. 5.83 Investimenti pro capite (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023 nell'ambito dell'aggiornamento tariffario 2022-2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Ricomprendendo nel campione anche i maggiori fornitori all'ingrosso e includendo i dati di gestioni escluse nelle analisi precedenti per la presenza di alcuni *outlier* in questa sede non rilevanti, la spesa per investimenti relativa a un *panel* di 139 gestioni che servono 49.463.872 abitanti ammonta complessivamente (considerando anche la disponibilità di fondi pubblici) a 13,6 miliardi di euro per il quadriennio, passando da 2,5 miliardi di euro nel 2020, a 3,2 miliardi di euro nel 2021 e nel 2022 e a 4,6 miliardi di euro nel 2023.

La figura 5.84 riporta il *trend* degli investimenti complessivamente pianificati nel quadriennio 2020-2023, ottenuto integrando l'estensione, a livello nazionale, del fabbisogno di investimenti programmato (come presentata nella *Relazione Annuale 2023*), con la quota aggiuntiva di investimenti risultante dall'aggiornamento della pianificazione riferita al 2023 per il menzionato campione di 139 operatori, anche considerando che per taluni degli ambiti territoriali ottimali caratterizzati da perdurante inerzia nel procedere all'affidamento del servizio, risultano ancora in corso le procedure per l'aggiornamento degli atti di pianificazione – e, in particolare, del programma degli interventi ricompreso nel Piano d'ambito – richiesti anche ai fini dell'assegnazione del servizio, in attuazione di quanto disposto dall'art. 14 del DL 9 agosto 2022, n. 115.

FIG. 5.84 Trend degli investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2020-2023 (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 2020 e 2021.

Sulla base dei dati comunicati nell'ambito delle predisposizioni tariffarie trasmesse per l'aggiornamento biennale 2022-2023, le verifiche compiute con riferimento ai costi delle immobilizzazioni computati in tariffa hanno confermato i generali miglioramenti nella capacità di realizzazione degli investimenti programmati (pur con una certa variabilità fra le gestioni del *panel*). Il tasso di realizzazione⁶⁷ è risultato pari a circa il 107% nel 2020 (anno per il quale, comunque, l'aggiornamento delle pianificazioni è avvenuto in corso d'anno, e le cautelative previsioni di investimento hanno tenuto conto dei rallentamenti dei cantieri dovuti all'emergenza epidemiologica da Covid-19) e al 95% nel 2021, con valori più contenuti per i gestori operanti nell'area Sud e Isole (il cui tasso di realizzazione, per il 2021, si è attestato al 77%), per i quali sembrano permanere talune criticità in ordine all'esecuzione degli interventi (Tav. 5.18). Si ritiene opportuno evidenziare che parte della spesa sostenuta è stata destinata al completamento delle opere classificate come "lavori in corso".

67 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).

TAV. 5.18 Ripartizione per area geografica dei tassi di realizzazione degli investimenti previsti per il biennio 2020-2021

AREA GEOGRAFICA	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL 2020	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL 2021
Nord-Ovest	112%	105%
Nord-Est	104%	94%
Centro	105%	98%
Sud e Isole	108%	77%
ITALIA	107%	95%

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, l'Autorità, all'art. 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 l'utenza domestica residente 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'art. 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.

Le analisi che seguono aggiornano, con le strutture in vigore nell'annualità più recente 2023, le elaborazioni descritte nella scorsa edizione della *Relazione Annuale*, condotte sulle strutture dei corrispettivi adottate per il 2022, secondo le previsioni di cui al citato comma 3.4, lett. b), del TICS, e riguardano un campione di 63 operatori⁶⁸ che operano in 49 ATO/*sub*-ambiti e che servono circa 34 milioni di abitanti (Tav. 5.19), in continuità con l'annualità precedente.

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 5.20 mostra la struttura media, ottenuta attraverso una media ponderata per la popolazione dei limiti inferiori e superiori di ciascuno scaglione.

⁶⁸ Si consideri che per 24 gestioni del campione (che erogano il servizio a circa 9,5 milioni di abitanti) i moltiplicatori tariffari proposti dal soggetto competente sono ancora in fase di specifica istruttoria, ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità.

TAV. 5.19 Campione di riferimento (numero di ambiti, abitanti e numero di gestioni)

AREA GEOGRAFICA	NUMERO ATO/SUB-ATO	POPOLAZIONE (ABITANTI)	NUMERO 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.

TAV. 5.20 Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: scaglioni di consumo, anno 2023 (valori medi)

	SCAGLIONE A TARIFFA AGEVOLATA	SCAGLIONE A TARIFFA BASE	SCAGLIONE DI I ECCEDENZIA	SCAGLIONE DI II ECCEDENZIA	SCAGLIONE DI III ECCEDENZIA
Minimo di scaglione (m ³)	0	77	150	235	336
Massimo di scaglione (m ³)	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.

In particolare, la tavola 5.20 mostra che la fascia di consumo a cui è associata una tariffa agevolata risulta in media più ampia (76 m³) 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 m³/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 m³/abitante/anno). In coerenza con le previsioni del TICSÌ, infatti, la numerosità del nucleo familiare incide sull'ampiezza degli scaglioni – agevolato, base e di eccedenza – 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 5.21, si rileva un valore della tariffa agevolata in media pari a 0,60 euro/m³, 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. 5.21 *Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2023*

	TARIFFA AGEVOLATA	TARIFFA BASE	TARIFFA DI I ECCEDEZZA	TARIFFA DI II ECCEDEZZA	TARIFFA DI III ECCEDEZZA
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	0,604	1,015	1,578	2,258	2,889
Massimo (euro/m ³)	1,327	2,008	4,638	4,799	7,198
Minimo (euro/m ³)	0,142	0,177	0,364	0,581	0,622
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 0,276 euro/m³ per la fognatura e a 0,680 euro/m³ per la depurazione) sono riportati nella tavola 5.22.

TAV. 5.22 *Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2023*

	QUOTA VARIABILE FOGNATURA	QUOTA VARIABILE DEPURAZIONE
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	0,276	0,680
Massimo (euro/m ³)	0,760	1,281
Minimo (euro/m ³)	0,146	0,351
Popolazione residente (abitanti)	33.823.306	

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.23 *Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestica residente, anno 2023*

	QUOTA FISSA ACQUEDOTTO	QUOTA FISSA FOGNATURA	QUOTA FISSA DEPURAZIONE	QUOTA FISSA SII
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	20,1	5,3	11,2	36,6
Massimo (euro/m ³)	48,2	22,2	30,8	87,9
Minimo (euro/m ³)	2,3	0,6	0,6	6,6
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 5.23, si riscontra un valore medio del corrispettivo fisso per il servizio idrico integrato pari a 36,6 euro/anno, di cui 20,1 euro/anno per il

servizio di acquedotto, 5,3 euro/anno per il servizio di fognatura e 11,2 euro/anno per il servizio di depurazione, con una elevata variabilità tra i valori minimi e i valori massimi.

Spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato per l'anno 2023

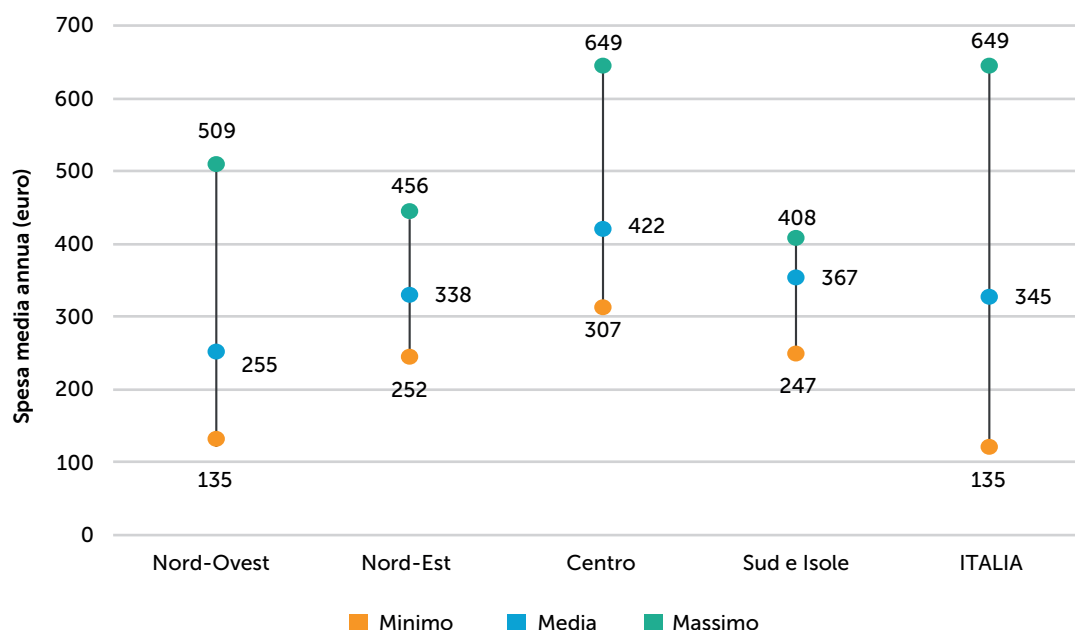
Come riportato nella tavola 5.24, considerando le gestioni del campione di riferimento, la spesa media sostenuta nel 2023 da un'utenza domestica residente tipo (famiglia di tre persone con consumo annuo pari a 150 m³), comprensiva di IVA al 10%, risulta a livello nazionale pari a 345 euro/anno (2,30 euro per metro cubo consumato), con un valore medio più contenuto nel Nord-Ovest (255 euro/anno) e più elevato al Centro (422 euro/anno). Come più volte rilevato, anche i dati relativi al 2023 confermano che la spesa più consistente per l'utenza domestica tipo è rinvenibile proprio nella macro-area del Paese in cui i soggetti competenti hanno programmato, per il periodo 2020-2023, una maggiore spesa *pro capite* per investimenti da finanziare attraverso la tariffa.

TAV. 5.24 Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2023 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m³; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m³)

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (EURO/ANNO)	SPESA UNITARIA (EURO/M ³)
Nord-Ovest	Media ponderata su popolazione	254,5	1,70
	Massimo	509,5	3,40
	Minimo	134,9	0,90
Nord-Est	Media ponderata su popolazione	338,4	2,26
	Massimo	455,8	3,04
	Minimo	252,2	1,68
Centro	Media ponderata su popolazione	421,8	2,81
	Massimo	648,8	4,33
	Minimo	306,8	2,05
Sud e Isole	Media ponderata su popolazione	367,4	2,45
	Massimo	407,7	2,72
	Minimo	246,6	1,64
ITALIA	Media ponderata su popolazione	345,0	2,30
	Massimo	648,8	4,33
	Minimo	134,9	0,90

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come rappresentato anche nella figura 5.85, 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 m³/anno è chiamata a sostenere un esborso annuale per il servizio idrico pari, in media, a 255 euro/anno, valore compreso tra un minimo di 135 euro/anno e un massimo di 509 euro/anno.

FIG. 5.85 Variabilità della spesa media annua nel 2023 (in euro per consumi annuali di 150 m³)

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 m³ (Tav. 5.25), si osserva come il 38,8% circa della spesa sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 133,7 euro/anno.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta, rispettivamente, a 41,4 euro/anno (12,0% del totale) e a 101,9 euro/anno (29,5%).

TAV. 5.25 Componenti della spesa media nel 2023 (spesa in euro/anno)

SPESA	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA
Spesa per consumi di 150 m ³	133,7	41,4	101,9	36,6	31,4
Incidenza sulla spesa totale	38,8%	12,0%	29,5%	10,6%	9,1%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Qualità contrattuale

Nel corso del mese di aprile 2023 si è chiusa l'edizione annuale della raccolta dati "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato"⁶⁹, 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

⁶⁹ 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/ldr.

corso del 2023 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 655/2015/R/idr e il relativo allegato A, recante "La regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato" (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 547/2019/R/idr.

La raccolta dati è stata rivolta, come per le precedenti edizioni, 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.

Attraverso la presente *Relazione Annuale* viene fornita una illustrazione in forma aggregata dei risultati comunicati dai gestori relativamente all'annualità 2023, 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.

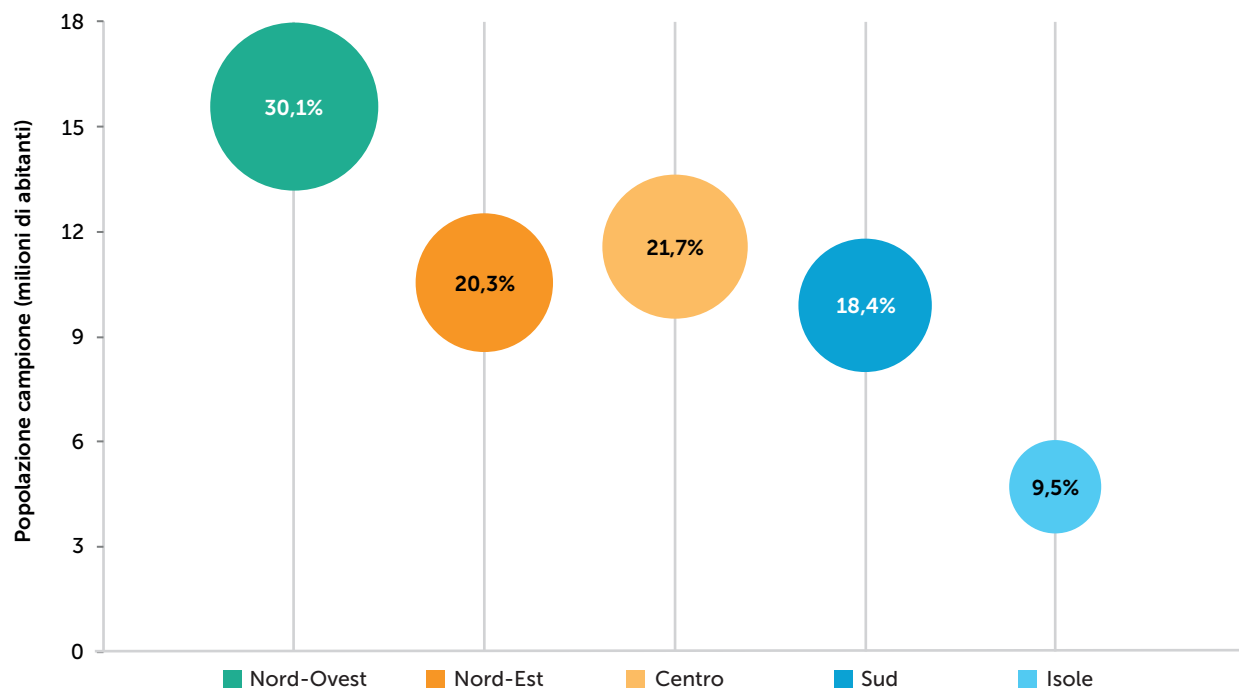
Si precisa che i dati di qualità contrattuale sono forniti per singola gestione, in riferimento ai singoli ambiti territoriali in cui viene erogato il servizio, e le informazioni sono raggruppate sulla base delle prestazioni rese all'utenza per tipologia d'uso⁷⁰.

Nei successivi sottoparagrafi vengono riportati gli esiti di un'analisi effettuata su un *panel* composto da 234 gestioni, che copre circa l'88,5% della popolazione residente italiana (52,2 milioni di abitanti). Nella figura 5.86 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche: per il 2023, il 50,4% della popolazione servita dalle gestioni rispondenti alla raccolta dati è residente nelle Regioni del Nord, il 21,7% nelle Regioni del Centro, il 18,4% nelle Regioni del Sud e il 9,5% nelle Isole. Tale distribuzione risulta sostanzialmente in linea con quella del campione di riferimento per la disamina dei dati relativa all'anno 2022⁷¹, per la quale si rimanda alla *Relazione Annuale 2022*.

70 Si sottolinea che, sulla base di quanto disposto con delibera 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:

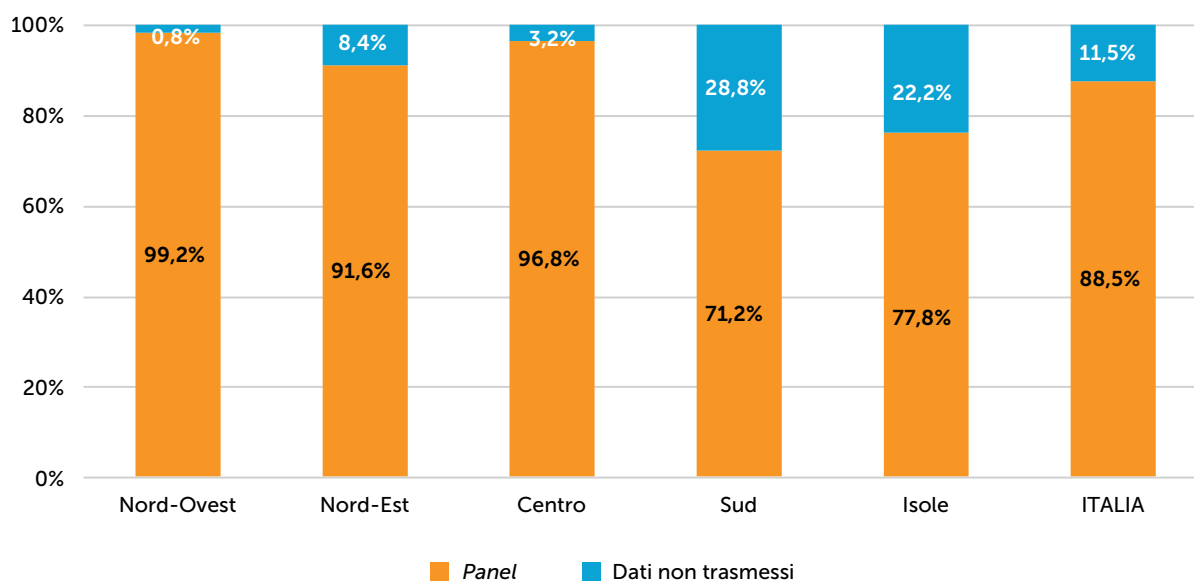
- uso domestico (art. 2 TICSII);
- uso diverso dal domestico (art. 8 TICSII).

71 Complessivamente ha risposto alla raccolta dati relativa al 2022 un insieme di 262 gestioni, che erogano il servizio a circa l'87,5% della popolazione residente italiana.

FIG. 5.86 Ripartizione del panel 2023 per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Confrontando la distribuzione geografica della popolazione servita dal *panel* con la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.87), si evince che le aree maggiormente rappresentate sono il Nord-Ovest, con una copertura pressoché totale (99,2%) e il Centro, con una copertura pari al 96,8%, seguite dal Nord-Est, con una copertura dell'91,6%. Come per le precedenti edizioni della raccolta dati, risultano meno rappresentate le aree del Sud (71,2%) e delle Isole (77,8%), pur mostrando quest'ultima un incremento rispetto all'anno precedente (copertura del 70,2% nel *panel* 2022); 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. 5.87 Popolazione servita dal panel 2023 per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Nei paragrafi che seguono si illustra l'analisi dei livelli di qualità garantiti all'utenza verificando il 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 2023 con quelli dell'anno precedente, già descritti nella precedente *Relazione Annuale*⁷². Viene, altresì, esaminata la diffusione di eventuali standard migliorativi e/o aggiuntivi approvati dall'Ente di governo dell'ambito territorialmente competente.

Viene poi effettuato un *focus* specifico dedicato ai macro-indicatori di qualità contrattuale cui è associato il meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto con la delibera 547/2019/R/idr, riportando anche un'analisi degli esiti della prima applicazione del medesimo meccanismo per il biennio 2020-2021, il cui procedimento, concluso con la delibera 19 ottobre 2023, 476/2023/R/idr, è descritto nel Volume II della presente *Relazione Annuale*. 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.

⁷² Si precisa che in alcuni casi i dati del 2022 potrebbero marginalmente differire rispetto a quelli riportati nella *Relazione Annuale* 2022 per effetto di rettifiche apportate dai gestori (ed eventualmente validate dai rispettivi EGA) successivamente alla pubblicazione degli stessi.

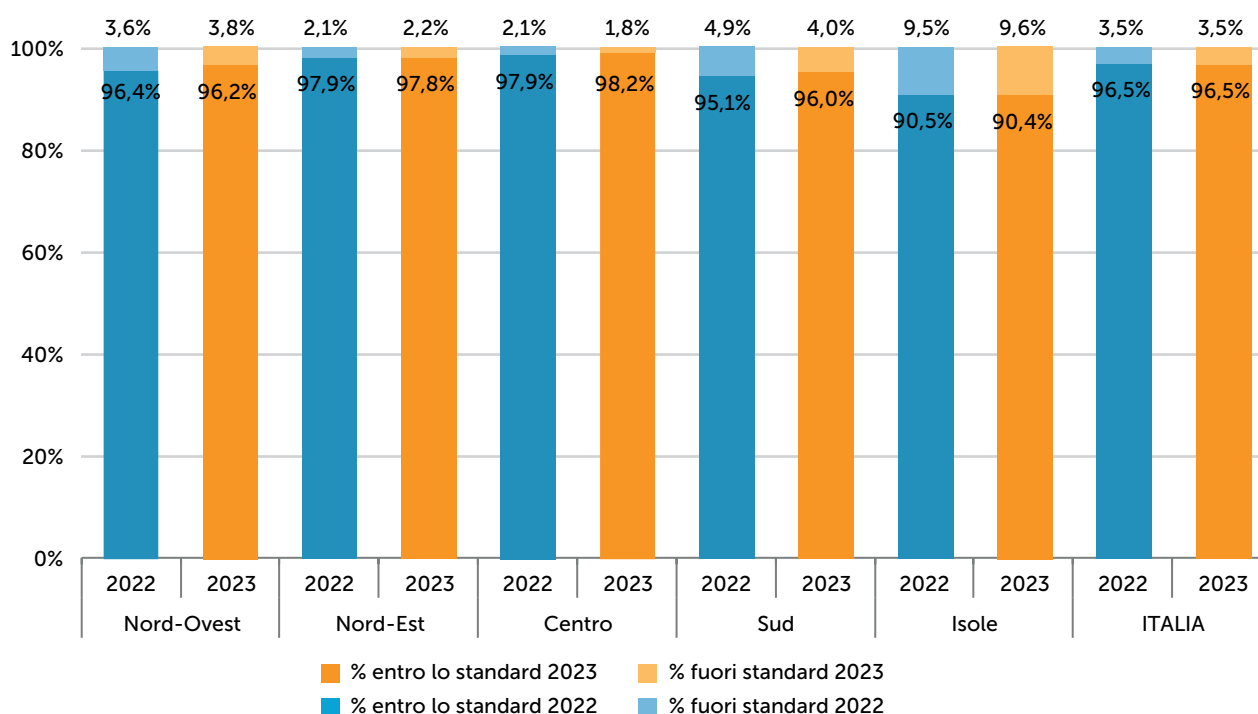
Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2023

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 5.88 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 prestazioni⁷³ offerte all'utenza dalle gestioni del *panel*. I dati mostrano, anche per il 2023, un elevato livello di qualità contrattuale offerto, sostanzialmente in linea rispetto al 2022 non solo a livello nazionale, ma anche a livello di singola area, con una percentuale di mancato rispetto dello standard pari in media al 3,5%.

FIG. 5.88 Rispetto degli standard specifici per area



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Grazie alla rappresentazione grafica, inoltre, è possibile rilevare per il 2023 livelli di rispetto pari a circa il 98% al Centro e al Nord-Est; per la medesima annualità si rilevano inoltre livelli di rispetto molto simili tra Nord-Ovest e

⁷³ 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 complessiva 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 (76,3 milioni di prestazioni nel 2023), influenza in modo rilevante il risultato medio e non permette di fornire un'efficace rappresentazione degli altri 27 indicatori.

Sud, area, quest'ultima, che per la prima volta riesce a esprimere un valore pari al 96% (+0,9% rispetto al 2022). Infine, le gestioni delle Isole mostrano complessivamente una media di mancato rispetto ancora pari a quasi il 10%.

Nella tavola 5.26 viene fornito un dettaglio delle prestazioni eseguite relativamente a 28 standard specifici, escludendo dall'analisi lo standard relativo alla periodicità di fatturazione. Nel 2023 si confermano i livelli qualitativi generalmente elevati registrati nel 2022, 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 2020⁷⁴; si evidenzia, inoltre, un sostanziale miglioramento dell'indicatore relativo ai tempi per la riattivazione/subentro nella fornitura con modifica alla portata del misuratore (-6,5% dei casi di mancato rispetto). Per contro, tra gli indicatori che mostrano una flessione dei livelli medi di rispetto, si evidenzia il caso del "tempo di risposta ai reclami", con una quota di fuori standard pari all'11,4%, in crescita del 6,5% in confronto al 2022; approfondendo l'analisi su tale indicatore è stato possibile, tuttavia, collegare tale circostanza alle negative *performance* fatte registrare da due gestioni di rilevanti dimensioni operanti nelle Isole e al Sud, escludendo le quali il livello risulterebbe sovrapponibile a quello dell'anno precedente.

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 sensibile incremento delle stesse (nell'ordine del 30-40%) ma per i quali i livelli di rispetto sono già molto elevati: è il caso, per esempio, dei tempi di risposta alle richieste scritte di informazioni (97,8% di cause imputabili al gestore, in crescita del 40,8%, riferiti però al solo 1,5% di prestazioni eseguite fuori standard) e dei tempi di sostituzione del misuratore malfunzionante, oltre che per alcuni casi di variazioni relative a indicatori dalla numerosità, in termini di prestazioni eseguite, piuttosto contenuta⁷⁵.

74 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.

75 È il caso, per esempio, del tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo, dell'esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice e del tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione, le cui oscillazioni tra gli anni sono legate alle *performance* di poche gestioni dato che fanno registrare un totale di prestazioni eseguite fuori standard a livello nazionale di circa 100 casi.

TAV. 5.26 Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2022-2023

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2023	% ENTRO LO STANDARD 2023	% FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2022
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	444.021	98,3%	1,7%	1,6%	59,0%	72,5%
Tempo di attivazione della fornitura	144.333	93,2%	6,8%	9,1%	64,0%	61,6%
Tempo di disattivazione della fornitura	209.891	95,5%	4,5%	5,5%	70,9%	71,2%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a morosità	91.694	98,9%	1,1%	1,2%	92,1%	93,3%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	1.064	93,0%	7,0%	13,5%	97,3%	80,2%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	169.304	96,8%	3,2%	4,0%	65,2%	72,2%
Tempo di esecuzione della voltura	677.751	97,8%	2,2%	2,1%	77,1%	86,4%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	18.980	94,2%	5,8%	7,3%	69,5%	67,7%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	1.515	90,5%	9,5%	4,3%	98,6%	100,0%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	107.545	93,6%	6,4%	6,6%	72,7%	60,4%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	11.577	96,2%	3,8%	1,0%	95,7%	91,4%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	25.312	94,2%	5,8%	7,8%	70,7%	63,5%
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	2.286	97,0%	3,0%	1,3%	92,6%	54,1%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	2.142	96,4%	3,6%	3,8%	74,0%	42,5%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	27.624	88,8%	11,2%	12,0%	76,9%	70,0%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	11.389	93,7%	6,3%	9,6%	55,4%	59,8%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	2.641	94,2%	5,8%	4,4%	86,4%	84,3%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	10.189	93,2%	6,8%	6,9%	77,4%	76,2%
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	13.339	97,0%	3,0%	6,3%	70,7%	32,9%

(segue)

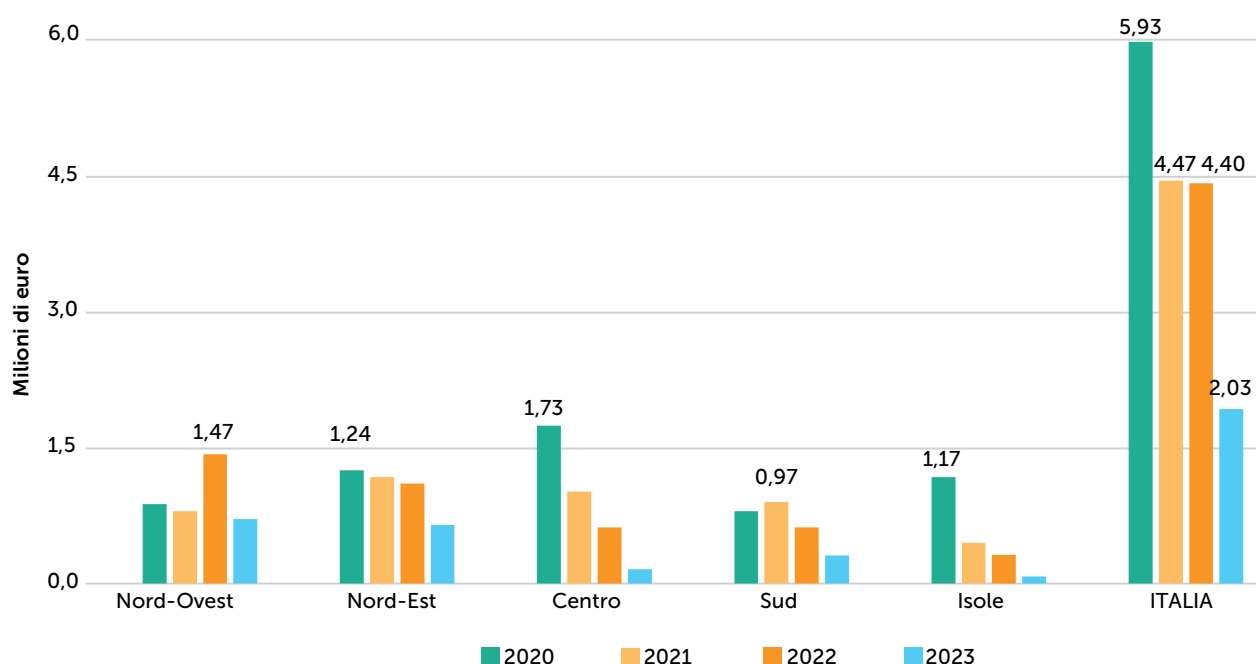
INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2023	% ENTRO LO STANDARD 2023	% FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2022
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	2.512	95,8%	4,2%	2,6%	99,1%	43,5%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	2.580	83,7%	16,3%	14,4%	90,7%	92,7%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	7.043	98,3%	1,7%	3,0%	97,6%	70,3%
Tempo per la risposta a reclami	125.538	88,6%	11,4%	4,9%	99,6%	83,9%
Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	289.697	98,5%	1,5%	2,0%	97,8%	57,0%
Tempo per l'emissione della fattura	76.335.463	99,7%	0,3%	0,4%	20,0%	21,3%
Tempo di rettifica di fatturazione	42.830	95,0%	5,0%	4,0%	98,5%	75,4%
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	103	88,3%	11,7%	2,3%	50,0%	100,0%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	119	90,8%	9,2%	0,0%	54,5%	0,0%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

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 5.89 è riportato l'ammontare totale indennizzato in relazione alle prestazioni eseguite fuori standard nel quadriennio 2020-2023⁷⁶.

⁷⁶ 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 corresponsione in bolletta) e nell'anno 2022 (con erogazione, pertanto, in forte ritardo), sempre relativamente alle prestazioni eseguite oltre lo standard nel 2020.

FIG. 5.89 Totale indennizzato nel periodo 2020-2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

I dati, disaggregati anche per area geografica, consentono innanzitutto di 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 per gli anni 2021 e 2022 risulta sensibilmente più contenuto di circa 1,5 milioni di euro, riduzione in parte riconducibile al graduale miglioramento dei livelli qualitativi evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

Con riferimento all'annualità 2023, infine, risultano erogati, al 31 dicembre 2023, indennizzi per circa 2 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 2024.

Il dato disaggregato per area mostra come l'anno in cui è stata erogata la quota più elevata di indennizzi per il Nord-Ovest è il 2022 (1,47 milioni), per il Sud è il 2021 (0,97 milioni) mentre nel 2020 si è registrato il valore massimo per il Nord-Est (1,24 milioni), le Isole (1,17 milioni) e in particolare al Centro; in quest'ultima area, infatti, sono stati erogati 1,73 milioni di euro, ma occorre anche tener presente che si è avuta una diffusa adozione di standard migliorativi (come si vedrà nella figura 5.92) che rende più impegnativo il rispetto degli standard garantiti nella Carta dei servizi.

Concentrando l'attenzione su quanto avvenuto nella sola annualità 2023, nella tavola 5.27 viene riportata, per tipologia d'uso, la numerosità degli indennizzi, suddivisa per anno di svolgimento delle prestazioni cui tali indennizzi sono sottesi.

Entrambe le tipologie d'uso ("uso domestico" e "uso diverso dal domestico") fanno evidenziare che il numero di indennizzi complessivamente erogati nell'anno 2023 è principalmente riconducibile al recupero degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel 2022 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 evidente anche per quanto riguarda il solo 2023, dal momento che il numero di indennizzi relativo alle prestazioni eseguite durante l'anno (39.292 indennizzi erogati, per un totale di quasi 2,03 milioni di euro, come mostrato dalla figura 5.89) risulta contenuto rispetto al numero di casi con diritto all'indennizzo automatico (399.038 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 queste tipologie di utenza potrebbero essere caratterizzate da un grado di complessità più elevato.

TAV. 5.27 *Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2023 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)*

TIPOLOGIA D'USO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO/UTENZA	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2023	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2022	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2021 E PRECEDENTI	EROGAZIONI PER INDENNIZZI NEL 2023 (EURO)	TOTALE INDENNIZZATO/UTENZA NEL 2023 (EURO)
Uso domestico (art. 2 TICS)	334.184	0,018	30.765	50.399	13.134	4.313.808	0,231
Uso diverso dal domestico (art. 8 TICS)	64.854	0,025	8.527	15.109	2.649	1.190.255	0,466
TOTALE	399.038	0,019	39.292	65.508	15.783	5.504.063	0,260

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Livelli associati agli standard generali di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Il rispetto degli standard generali fissati dalla 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 2023 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 5.28, nella quale viene fornito, oltre al dettaglio delle prestazioni complessivamente eseguite dai gestori del *panel* nel 2023, anche un confronto con quanto rilevato per il 2022: generalmente la maggioranza degli indicatori mostra un miglioramento nel biennio, fatta eccezione per i tempi di risposta alle richieste di rettifica di fatturazione e per il preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato (indicatore per il quale le prestazioni eseguite oltre lo standard crescono del 6,9%, pur vedendo più che dimezzata la quota riconducibile a responsabilità del gestore) e per il tempo medio di attesa agli sportelli per il quale, tuttavia, una approfondita analisi dei dati ha permesso di ricondurre il peggioramento della media nazionale essenzialmente alla *performance* particolarmente negativa di due gestioni operanti rispettivamente al Sud e nelle Isole, escludendo le quali il valore medio del 2023 risulterebbe del tutto simile a quello dell'anno precedente. Migliorano, invece, i tempi di esecuzione di lavori e allacci complessi, con particolare riferimento agli allacci fognari che arrivano quasi all'80% di prestazioni eseguite entro lo standard (contro il 72% circa del 2022).

TAV. 5.28 Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALLA RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2023	% ENTRO LO STANDARD 2023	% FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2023	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2022
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	3.143	88,8%	11,2%	4,3%	40,9%	88,6%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	13.569	79,7%	20,3%	27,6%	83,2%	84,9%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	12.030	89,0%	11,0%	11,6%	68,9%	66,6%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	55.154	87,0%	13,0%	15,4%	81,7%	77,3%
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	90%	237.169	93,4%	6,6%	8,1%	74,6%	80,6%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	404.331	94,5%	5,5%	6,1%	88,3%	91,0%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	2.622.785	97,6%	2,4%	1,8%	98,9%	96,1%
Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	95%	95.897	85,4%	14,6%	17,9%	95,5%	89,7%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	52.414	89,7%	10,3%	10,0%	94,1%	98,1%
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	90%	3.195.374	93,6%	6,4%	6,8%	92,8%	97,4%

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALLA RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2023	TEMPO MEDIO 2023	TEMPO MEDIO 2022
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	2.587.456	11,17 minuti	9,03 minuti

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

La quota di mancato rispetto imputabile al gestore, come visto nel sottoparagrafo precedente relativo agli standard specifici, risulta generalmente stabile nel biennio, salvo il caso già evidenziato del preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato.

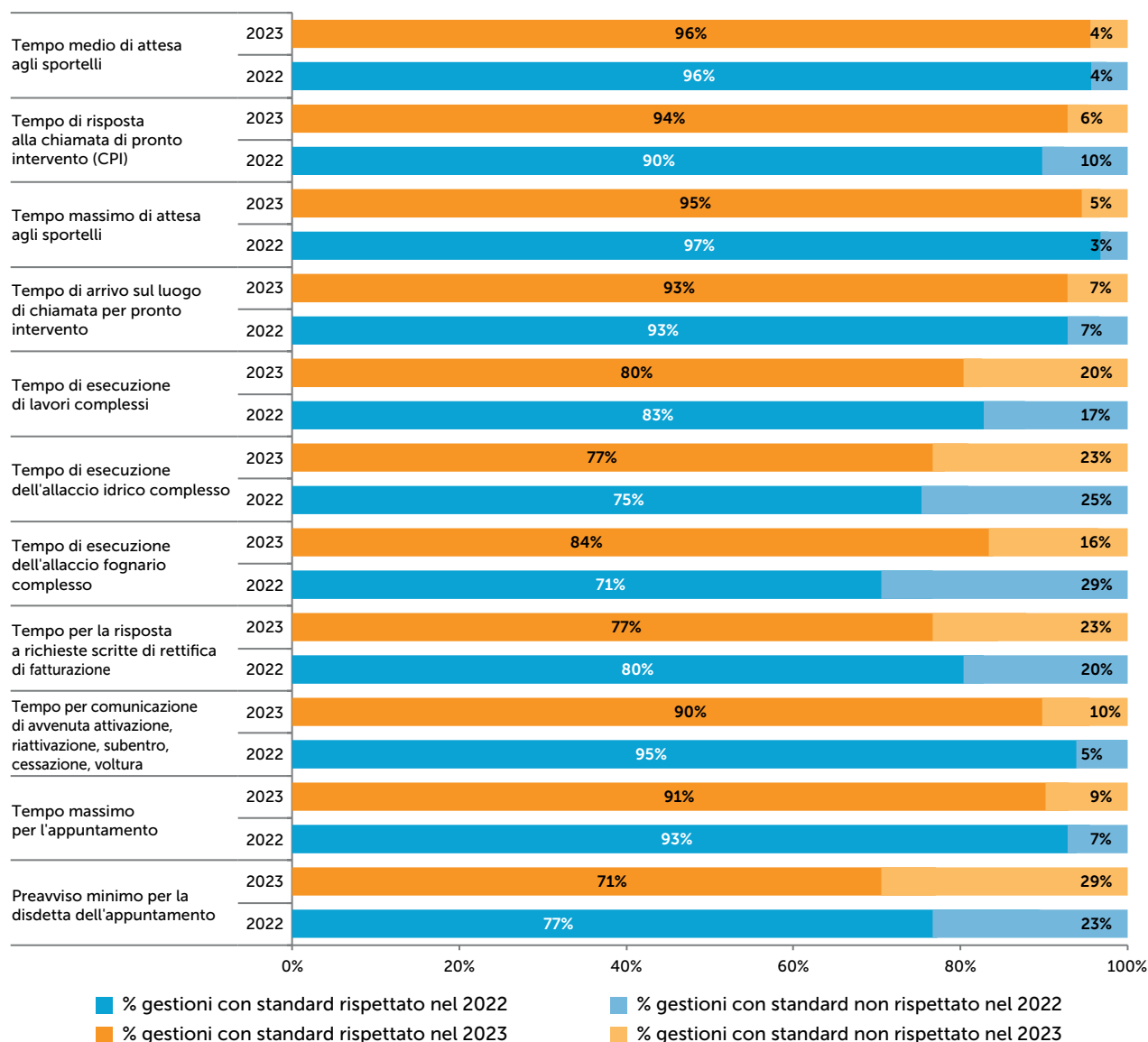
Nella figura 5.90 sono presentati i dati relativi alla percentuale di gestioni che rispetta i singoli standard generali previsti dall'Autorità o il livello migliorativo garantito nella Carta dei servizi, con riferimento agli anni 2023 e 2022⁷⁷.

Il generale miglioramento dei livelli qualitativi si accompagna a una sostanziale stabilità della quota di gestioni che rispetta lo standard previsto nella Carta dei servizi, quota stabilmente superiore al 90% per oltre la metà degli

⁷⁷ 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'art. 68, comma 2, della RQSII per la valutazione dell'ottemperanza agli obblighi di qualità.

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 i tempi di esecuzione di allacci complessi, in particolare per quelli fognari (per quest'ultimo indicatore la quota di gestioni *compliant* passa dal 71% del 2022 al 84% del 2023) e una flessione per il preavviso minimo in caso di disdetta dell'appuntamento concordato (da 77% a 71%), indicatore per il quale si è già avuto modo di rilevare una riduzione del livello medio nazionale grazie alla tavola 5.28.

FIG. 5.90 Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale



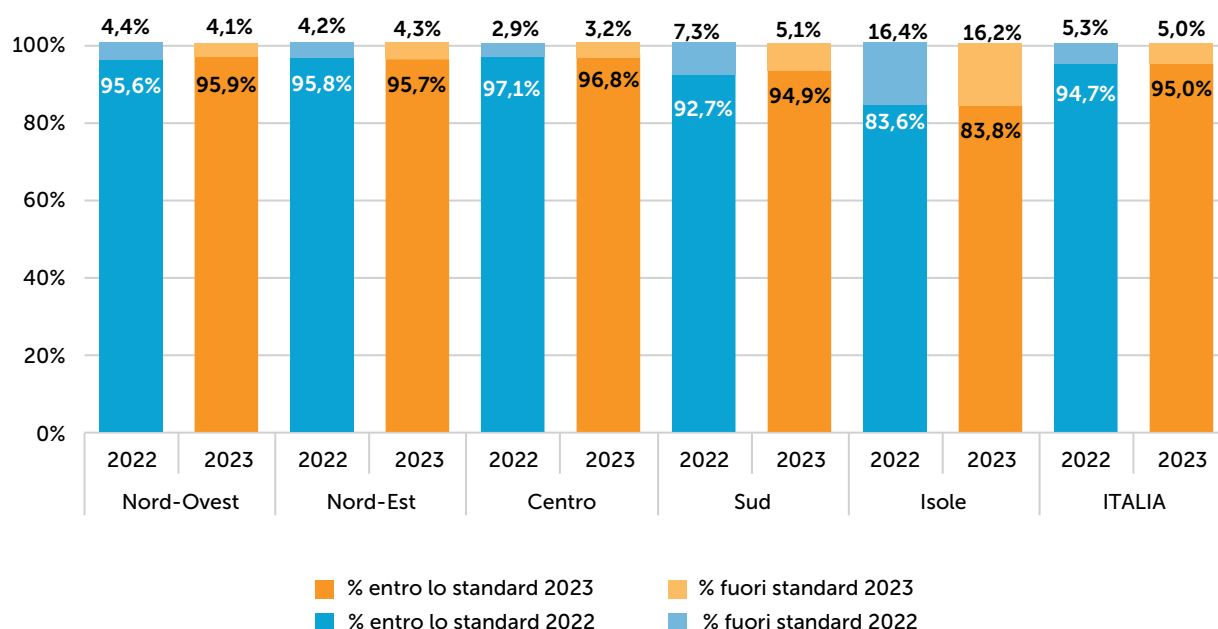
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

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 5.91, ripartiti per area geografica. Si pongono, inoltre, a confronto i dati del 2023 con quelli relativi al 2022.

Il dato medio nazionale del livello di rispetto degli indicatori risulta in aggregato elevato, con una quota di prestazioni eseguite entro lo standard pari al 95% nel 2023 (con un marginale miglioramento dello 0,3% rispetto al 2022). Si registrano livelli sostanzialmente stabili in tutte le aree, con valori superiori alla media nazionale in quelle

maggiormente rappresentate (Nord e Centro) e di molto inferiori nelle Isole (tra l'83,6% e l'83,8%); si apprezza, tuttavia, un miglioramento di oltre il 2% della media del Sud, che permette al *panel* di quest'area di allinearsi alla media nazionale (dal 92,7% del 2022 al 94,9% del 2023).

FIG. 5.91 Rispetto degli standard generali per area



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

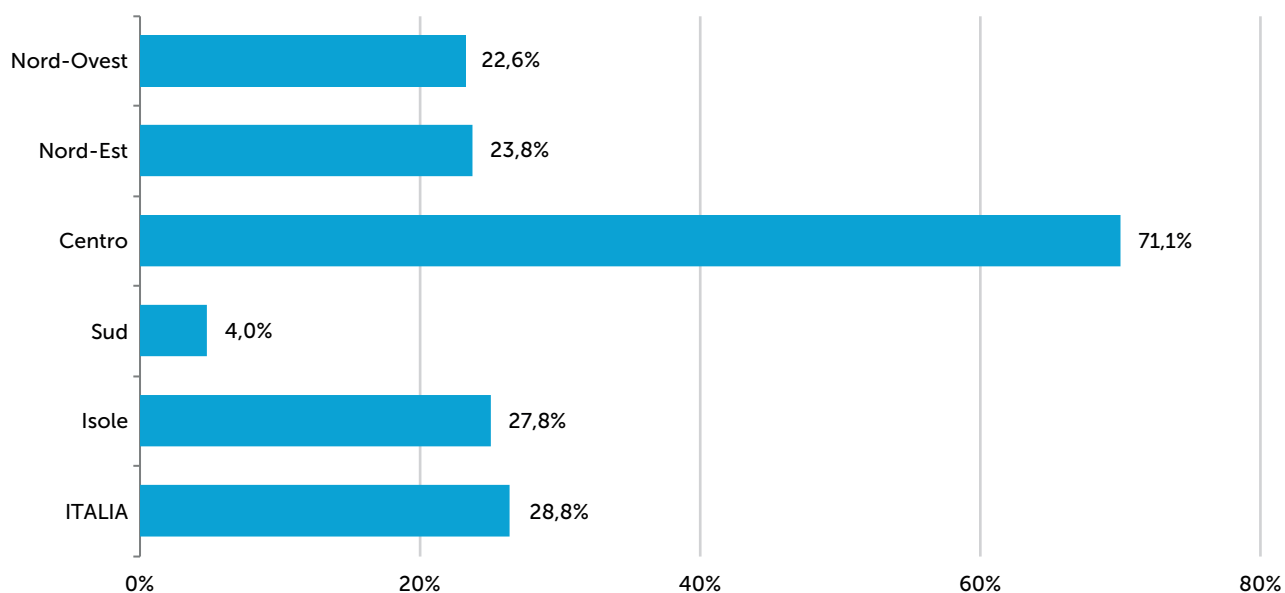
Standard migliorativi e standard aggiuntivi offerti all'utenza

Di seguito vengono 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.

Dall'analisi dei dati emerge, infatti, che 28 gestioni hanno offerto all'utenza standard specifici e/o generali di qualità migliorativi rispetto a quelli fissati dall'Autorità. La figura 5.92 mostra che al 28,8% della popolazione italiana è stato offerto dai gestori almeno uno standard di qualità migliorativo, con un picco del 71,1% della popolazione nel Centro Italia. Tale quota si attesta al 23,8% al Nord-Est, al 22,6% al Nord-Ovest, al 4% al Sud e al 27,8% nelle Isole, seppure in quest'ultima area i livelli effettivi di rispetto abbiano mostrato risultati poco soddisfacenti, come già illustrato nelle figure 5.88 e 5.91.

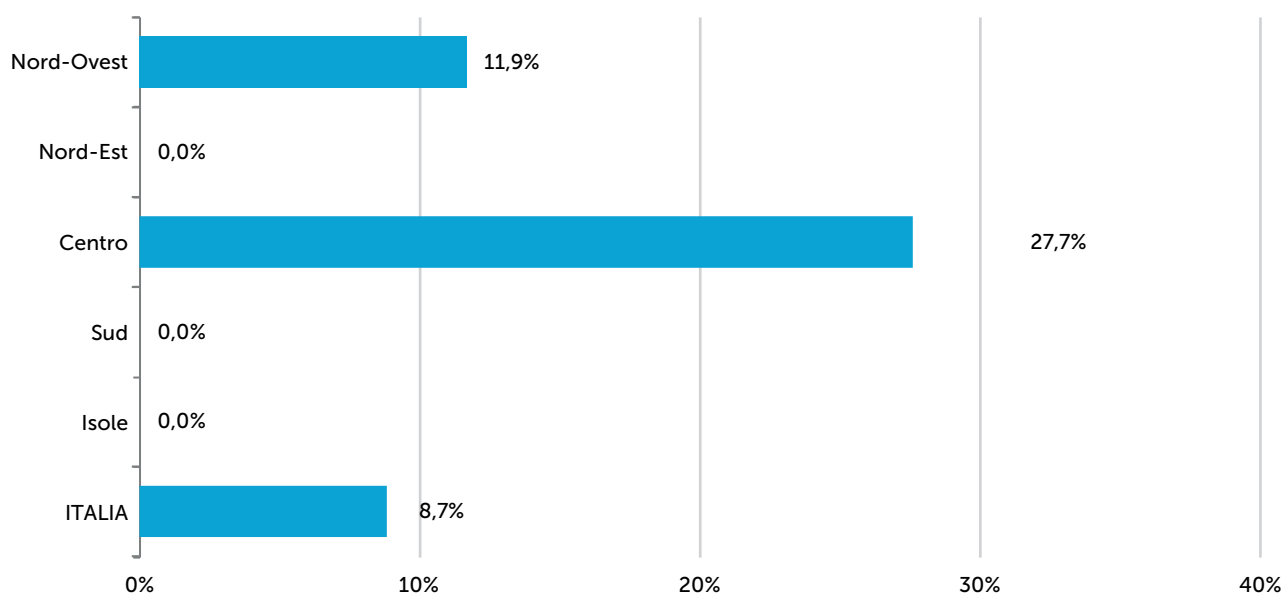
In totale sono stati offerti all'utenza 281 standard migliorativi, sostanzialmente riconducibili alla riduzione dei tempi nell'esecuzione di una determinata tipologia di prestazione; in particolare, in 18 casi (circa il 6%) è stato ridotto il tempo di risposta ai reclami scritti degli utenti e in 17 casi sono stati diminuiti i tempi di risposta alle richieste scritte di informazione e di disattivazione della fornitura.

In media, le 28 gestioni hanno garantito all'utenza circa 10 standard migliorativi ciascuna.

FIG. 5.92 *Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Nella figura 5.93 si riportano le percentuali (suddivise per area) di popolazione residente italiana servita da almeno uno standard aggiuntivo rispetto a quelli introdotti dall'Autorità. 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. 5.93 *Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Macro-indicatori di qualità contrattuale

Di seguito viene esposta un'analisi dei dati oggetto del meccanismo incentivante introdotto con la delibera 547/2019/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 migliorativi⁷⁸.

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 5.29 vengono riportati le classi e gli obiettivi di qualità contrattuale come definiti con la citata delibera 547/2019/R/idr.

TAV. 5.29 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 547/2019/R/idr.

Nella tavola 5.30 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 5.86 e 5.87) che hanno erogato almeno una prestazione all'utenza nel corso del 2023. I valori mostrati confermano l'elevata variabilità della numerosità di gestioni che ha attivato i singoli indicatori semplici: si va da un minimo di 7-8 gestioni per i tempi per l'inoltro delle comunicazioni tra

⁷⁸ 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 dalla RQSII.

utente e gestori nel caso di gestione non integrata del SII, a un massimo di 227 gestioni per i tempi di emissione della fattura (afferente al macro-indicatore MC2), di esecuzione della voltura e di disattivazione della fornitura (afferenti al macro-indicatore MC1). Dalle informazioni in esame emergono 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 (solo 19 gestioni hanno erogato questo tipo di prestazione, mentre 185 hanno effettuato riattivazioni senza modifiche alla portata del misuratore).

TAV. 5.30 Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2023

MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
MC1	Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	77
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	30
	Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	40
	Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	185
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	106
	Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	133
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	176
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	52
	Tempo di esecuzione di lavori semplici	123
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	152
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	94
	Tempo di esecuzione di lavori complessi	126
	Tempo di attivazione della fornitura	224
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	185
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	19
	Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a morosità	139
	Tempo di disattivazione della fornitura	227
	Tempo di esecuzione della voltura	227
MC2	Tempo massimo per l'appuntamento concordato	184
	Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	58
	Fascia di puntualità per gli appuntamenti	188
	Tempo di intervento per la verifica del misuratore	158
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	106
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	90
	Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	131
	Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	101
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	90
	Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	182

(segue)

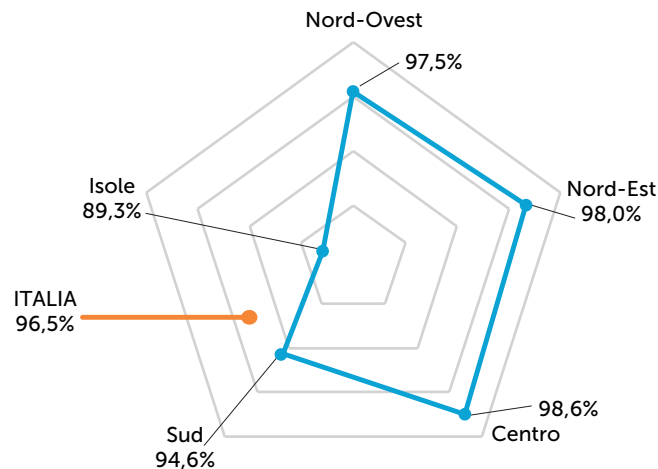
MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
	Tempo per l'emissione della fattura	227
	Tempo di rettifica di fatturazione	165
	Tempo per la risposta a reclami	169
	Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	170
	Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	152
	Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	7
	Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	8
	Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	50
	Tempo massimo di attesa agli sportelli	207
	Tempo medio di attesa agli sportelli	207
	Accessibilità al servizio telefonico (AS)	194
	Tempo medio di attesa (secondi) per il servizio telefonico (TMA)	194
	Livello del servizio telefonico (LS)	194
	Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	185

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale"

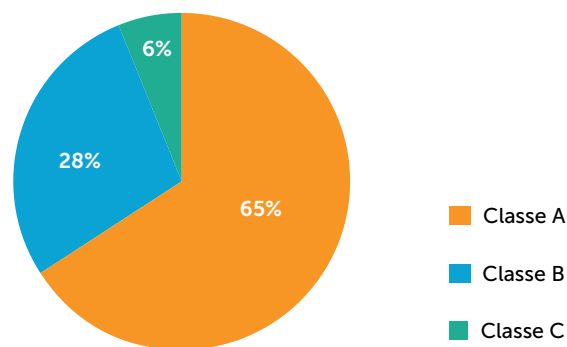
Nella figura 5.94 viene riportato, con riferimento al macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", il livello medio registrato per il 2023 nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione sul totale delle prestazioni eseguite⁷⁹. Come prevedibile, le *performance* delle singole aree ricalcano quelle degli indicatori semplici analizzate nel precedente paragrafo "Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2023", dato che i macro-indicatori di qualità contrattuale sono composti da una loro aggregazione. Nel dettaglio, le gestioni operanti nelle aree del Centro (con un valore del macro-indicatore MC1 pari al 98,6%) e del Nord (con valori pari al 98% per quelle del Nord-Est e al 97,5% per quelle del Nord-Ovest) mostrano livelli superiori alla media nazionale (che si attesta al 96,5%), sulla quale influiscono negativamente i valori medi espressi dalle gestioni del Sud (94,6%) e in particolare delle Isole (89,3%).

⁷⁹ 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 dalla 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.

FIG. 5.94 Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Nella figura 5.95 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 2023. Al 94% della popolazione del campione sono state rese, nel 2023, 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, 66% e 28%), mentre il 6% 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. 5.95 Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2023

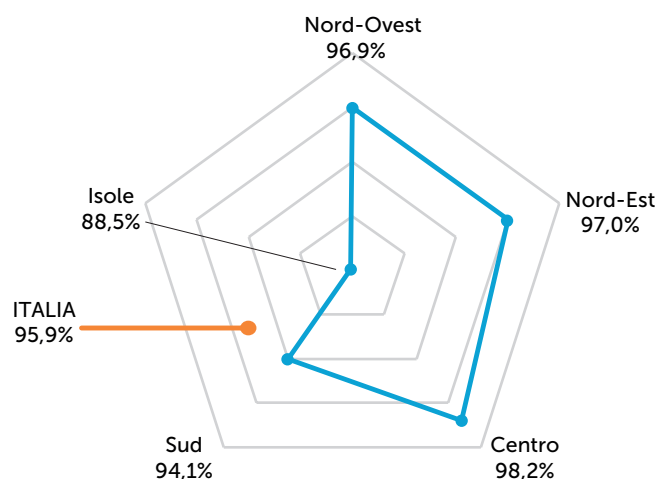
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio"

Con riferimento al macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", nella figura 5.96 viene riportato il livello medio registrato, per il 2023, 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 5.29, 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 valori compresi tra il 96,9% e il 98,2%. 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'88,5%.

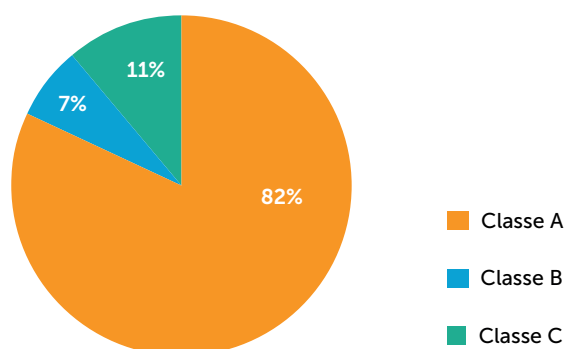
FIG. 5.96 Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2023



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Nella figura 5.97, il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per classe di appartenenza, definita sulla base del livello di MC2 rilevato nel 2023. 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, l'82% 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 7% degli abitanti del campione i relativi gestori si collocano in classe B e per l'11% 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. 5.97 Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Esiti della prima applicazione del meccanismo incentivante introdotto dalla RQSII per il biennio 2020-2021

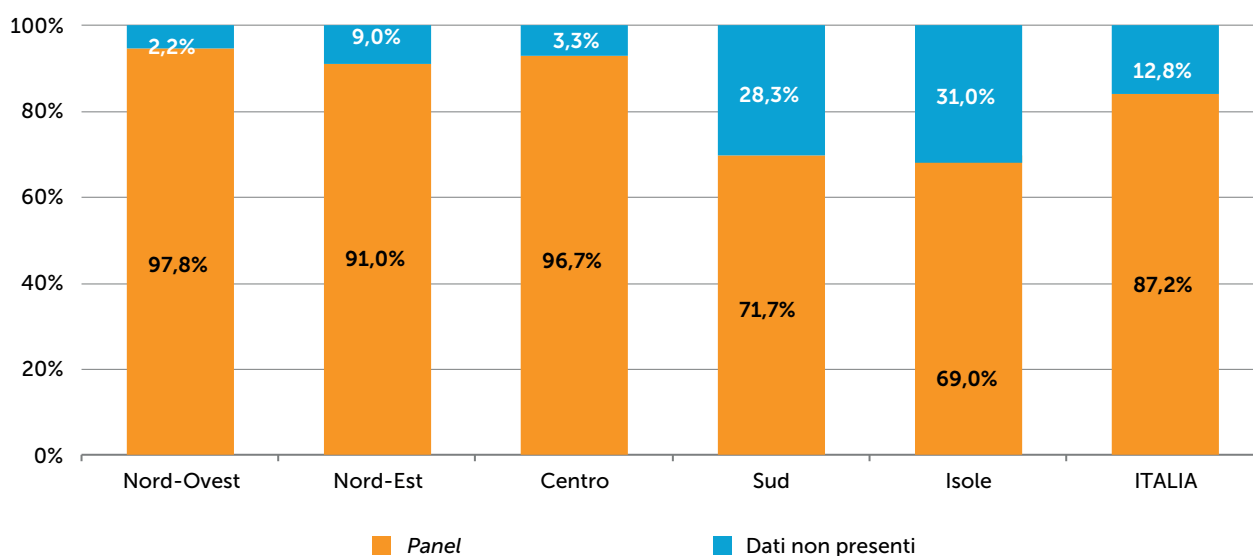
Con la delibera 476/2023/R/idr, si è concluso il primo procedimento di applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato che ha riguardato le *performance* dei gestori relativamente al biennio 2020-2021.

Le modalità con cui è disciplinato il meccanismo di incentivazione sono declinate, ai sensi del titolo XIII della RQSII, rispetto a tre stadi di valutazione, ovvero:

- stadio I, caratterizzato da un livello base di fattore premiale in ragione del posizionamento *ex post* della gestione che ne confermi la presenza in classe A (oppure da un livello base di penalizzazione nel caso di mancata conferma del posizionamento in classe A) per ciascun macro-indicatore;
- stadio II, caratterizzato da un livello base di fattore premiale in ragione di un posizionamento *ex post* della gestione che risulti migliore rispetto all'obiettivo di miglioramento definito dall'Autorità (oppure da un livello base di penalizzazione nel caso di peggioramento delle *performance*) in corrispondenza di ciascun macro-indicatore;
- stadio III, caratterizzato da un livello di eccellenza di fattore premiale per i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, di cui almeno uno in classe A.

La copertura del campione per singola area mostra un elevato livello di rappresentazione per il Nord, in modo particolare per il Nord-Ovest (97,8%), e il Centro, mentre si confermano carenze informative nelle aree meridionale e insulare (Fig. 5.98).

FIG. 5.98 Gestioni interessate dall'applicazione 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 contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Approfondimenti istruttori e casistiche di esclusione

Nell'ambito del procedimento, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione e di esclusione dal meccanismo incentivante, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella nota metodologica di cui all'allegato A alla delibera 734/2022/R/idr. Più nello specifico, alle differenti tipologie di criticità individuate sono stati collegati differenti esiti, in termini di esclusione totale o parziale dal meccanismo incentivante, in coerenza con quanto previsto dalla regolazione della qualità basata su un meccanismo ad applicazione selettiva e graduale, secondo quanto illustrato nella tavola 5.31.

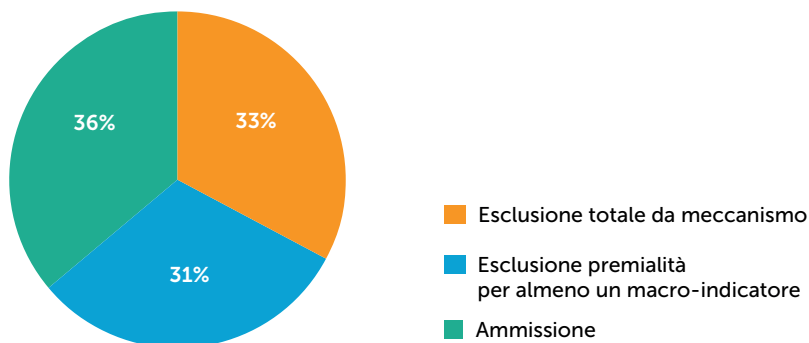
Una prima analisi che è possibile effettuare in relazione al procedimento istruttorio che si è concluso con la delibera 476/2023/R/idr riguarda la suddivisione delle gestioni a seconda della loro ammissibilità al procedimento oppure alla loro esclusione, distinguendo in prima battuta tra esclusione totale dal meccanismo ed esclusione dalle sole premialità. Come è possibile evincere dalla figura 5.99, circa il 33% delle gestioni per le quali erano presenti i dati di qualità contrattuale per almeno uno degli anni rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo ne è risultato escluso, mentre il 31% è stato escluso dalle sole premialità (non dalle penalità in caso di mancato conseguimento dell'obiettivo); conseguentemente il 36% delle gestioni è stato valutato ai fini dell'attribuzione delle premialità o delle penalità in assenza di cause di esclusione totale o parziale.

TAV. 5.31 Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti

MACRO-CASISTICHE	ESITO REGOLATORIO	CASISTICHE DI DETTAGLIO
Applicabilità delle penalità senza valutazione	Penalità di cui al punto 1, lett. b), della delibera 22 febbraio 2022, 69/2022/R/idr	Mancato invio dei dati RQSII 2021
Valutazioni di ammissibilità al meccanismo incentivante	Esclusione da tutti gli stadi	Gestione dei soli servizi di fognatura e/o depurazione
		Mancanza dei dati relativi all'anno base
		Schema di convergenza
		Ricorso a deroghe ex delibera 547/2019/R/idr
Valutazioni di ammissibilità alle premialità	Esclusione dalle premialità per tutti gli stadi	Mancato invio dello schema regolatorio MTI-3
		Mancata validazione dei dati da parte dell'EGA
		Omesso versamento delle componenti perequative del settore idrico
Verifiche concernenti la coerenza e la consistenza dei dati forniti	Esclusione dalle premialità in tutti gli stadi	Inadeguata numerosità delle fatture all'utenza
		Assenza di dati relativi agli sportelli fisici
		Assenza di dati relativi al call center
		Specifiche incongruenze di singole gestioni
Ammissibilità allo stadio di eccellenza	Esclusione dallo stadio III	Assenza di macro-indicatori in classe A

Fonte: ARERA.

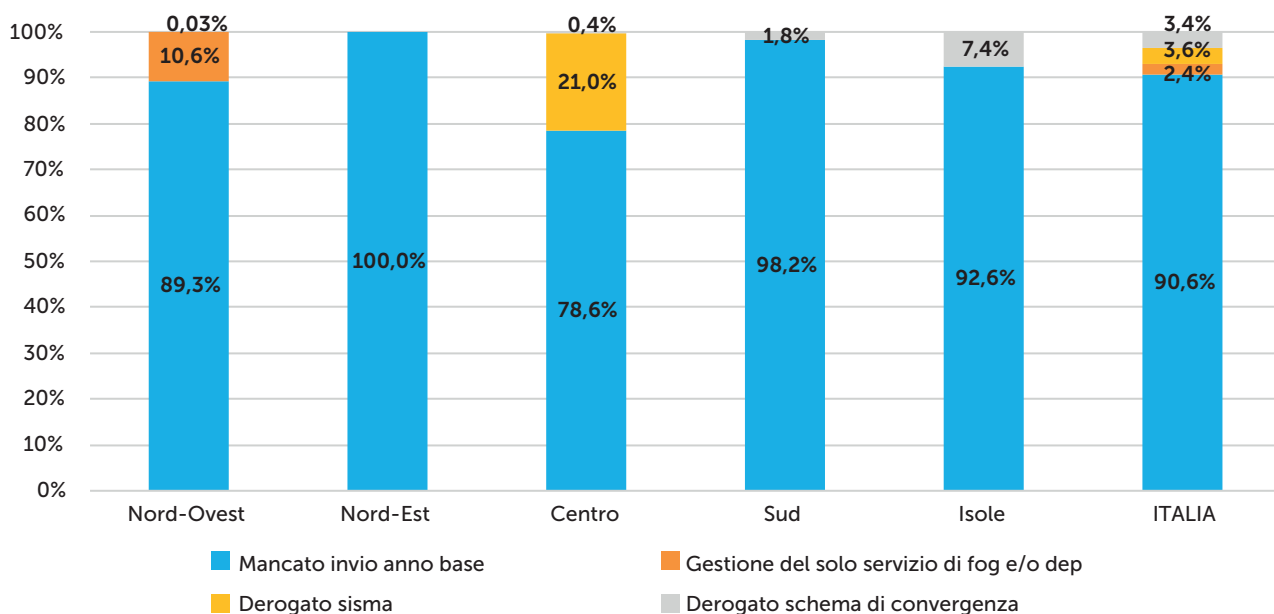
FIG. 5.99 *Impatto delle esclusioni in termini di numerosità delle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante (biennio 2020-2021)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Approfondendo le motivazioni che hanno portato a un esito regolatorio di esclusione totale dal meccanismo di incentivazione, nella figura 5.100 viene descritto l'impatto delle stesse in termini di popolazione servita dalle gestioni interessate dal provvedimento⁸⁰. In tutte le aree si rileva la preponderante incidenza dell'esclusione per assenza di dati relativi all'anno base, necessari a individuare il livello di partenza dei singoli macro-indicatori ai fini dell'individuazione del pertinente obiettivo cumulato per le annualità 2020 e 2021; in tale casistica rientrano, principalmente, le gestioni che hanno avviato la propria attività successivamente all'anno base come esito del completamento di processi di aggregazione (a livello nazionale, il 90,6% del campione interessato da esclusioni, valutato in termini di popolazione servita).

FIG. 5.100 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dal meccanismo incentivante (biennio 2020-2021)*



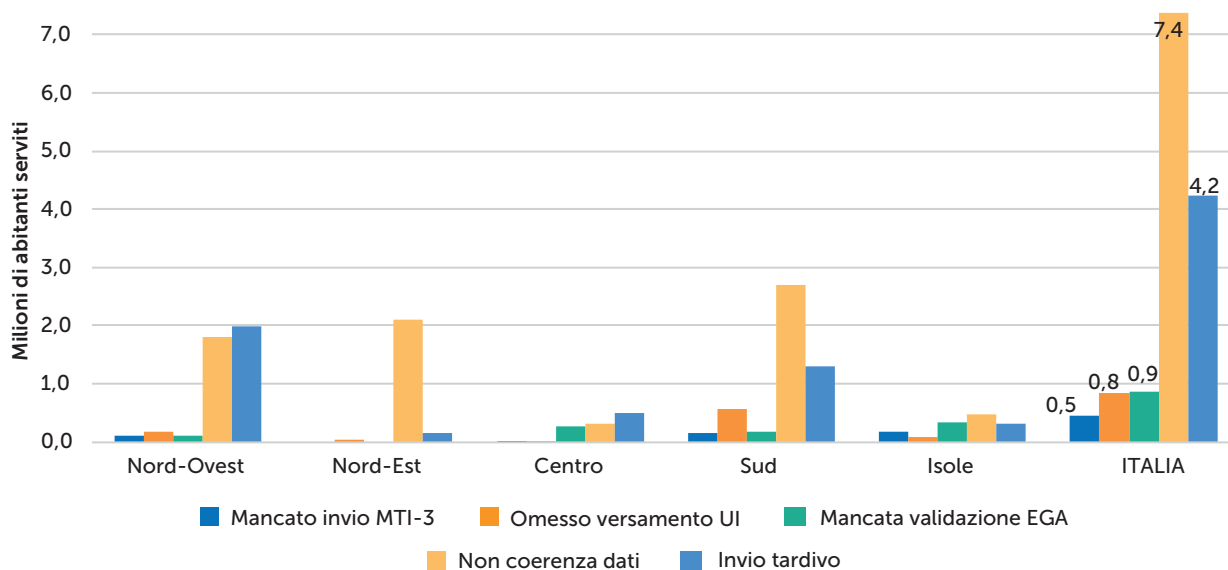
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

⁸⁰ In questa rappresentazione non sono incluse le gestioni per le quali, ai sensi del comma 2.1, lett. a), della delibera 547/2019/R/idr, sono state approvate istanze di "temporanea applicazione del meccanismo incentivante, in caso di significative operazioni di aggregazione gestionale verificatesi a partire dal 1° gennaio 2018, al solo perimetro gestionale preesistente all'effettuazione delle medesime, per un arco di tempo predefinito e al solo fine di evitare effetti distortivi nell'implementazione iniziale del citato meccanismo"; tali gestioni hanno pertanto partecipato al meccanismo con dati relativi al perimetro gestionale antecedente l'aggregazione.

Le altre casistiche si attestano attorno al 3% ciascuna a livello nazionale, con differenze a livello di singola area: difatti, tutte le deroghe per i gestori interessati dagli eventi sismici del Centro Italia del 24 agosto 2016, e dei giorni successivi, per i quali è stato adottato uno specifico atto deliberativo dall’Autorità concernente l’esenzione dall’applicazione della RQSII, e pertanto anche dall’applicazione del relativo meccanismo incentivante, sono per definizione unicamente adottate nel Centro⁸¹ (con un’incidenza del 21%). Per contro, è stata individuata una sola gestione che eroga i servizi di fognatura e depurazione, operante al Nord-Ovest (con un’incidenza sulla propria area del 10,6%) e per la quale il meccanismo non trova applicazione in quanto in capo a tali operatori residua un numero molto esiguo di indicatori semplici; infatti, come specificato all’art. 2 della RQSII, “*nei casi in cui si applichi l’art. 156 del decreto legislativo n. 152/06, il gestore del servizio di acquedotto è il referente unico dell’utente finale per gli obblighi di qualità contrattuale oggetto del presente RQSII*”. Infine, si rileva che le gestioni escluse in quanto i soggetti competenti hanno per loro adottato le regole previste per lo schema regolatorio di convergenza di cui all’art. 31, dell’allegato A alla delibera 580/2019/R/idr (MTI-3), sono presenti in tutte le aree a eccezione del Nord-Est, con incidenza maggiore sull’insieme delle gestioni escluse nelle Isole (7,4%).

Nella figura 5.101 viene rappresentata la distribuzione a livello di singola area geografica delle casistiche di esclusione dalle sole premialità esposte nella precedente tavola 5.31 e individuate con la delibera 69/2022/R/idr, nonché tipizzando alcune criticità rilevate nel corso delle istruttorie.

FIG. 5.101 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dalle premialità (biennio 2020-2021)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull’applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Si precisa che ciascuna gestione esclusa dalle premialità si è potuta caratterizzare per una o più delle suddette casistiche. In linea generale prevalgono nettamente le casistiche riconducibili a incompletezze o incongruenze nei dati comunicati all’Autorità⁸², che hanno portato all’azzeramento della premialità per gestioni che

⁸¹ Si fa riferimento al comma 2.2 della delibera 547/2019/R/idr, che prevedeva per tali gestioni la possibilità di formulare “*motivata istanza di deroga dal rispetto degli obblighi in materia di qualità contrattuale, corredando la medesima con un cronoprogramma delle attività (...) atte ad assicurare, a partire da alcuni standard di qualità e secondo un percorso graduale, forme di tutela crescenti a favore dell’utenza finale, fino a conseguire l’integrale rispetto degli obblighi stabiliti dall’Autorità*”.

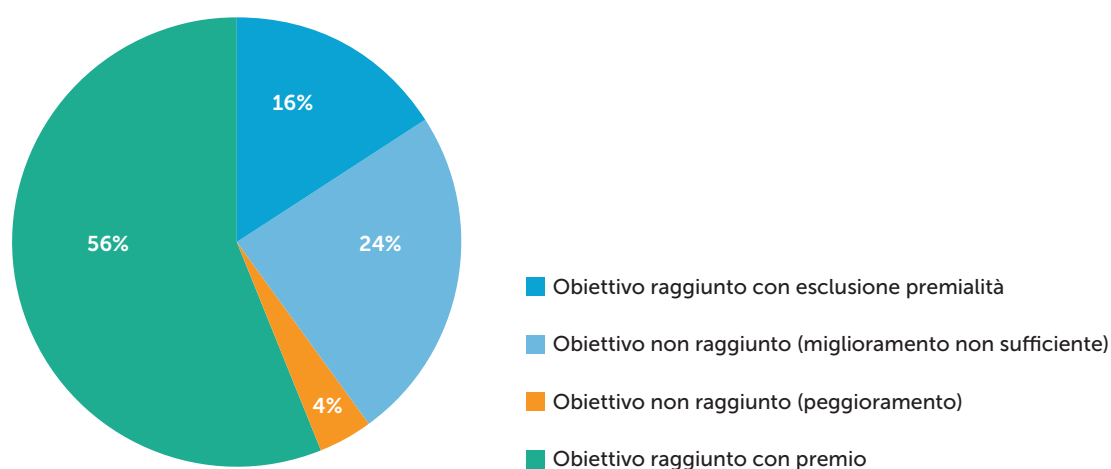
⁸² Nella tavola 5.31: inadeguata numerosità delle fatture all’utenza, assenza di dati relativi agli sportelli fisici, assenza di dati relativi al *call center*, specifiche incongruenze di singole gestioni.

complessivamente erogano il servizio a circa 7,4 milioni di abitanti, seguite dalle esclusioni per invio tardivo dei dati, fattispecie verificatasi per le gestioni per le quali le incongruenze o incompletezze sono state sanate con integrazioni successive all'invio delle comunicazioni individuali volte a rendere edotte le gestioni medesime e i pertinenti Enti di governo dell'ambito degli esiti delle verifiche istruttorie svolte (circa 4,2 milioni di abitanti). Le altre tre fattispecie, legate alla mancata validazione dei dati di qualità contrattuale da parte dell'Ente di governo dell'ambito, all'omesso versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali delle componenti perequative per il servizio idrico e al mancato invio dello schema regolatorio MTI-3, sono state rilevate per gestioni che servono rispettivamente 0,9, 0,8 e 0,5 milioni di abitanti circa. Focalizzando l'attenzione sulle singole aree è possibile notare che l'incongruenza o l'incompletezza nei dati è stata la prima casistica registrata al Nord-Est, al Sud, nelle Isole, mentre la trasmissione tardiva degli stessi ha avuto maggiore impatto al Nord-Ovest e al Centro.

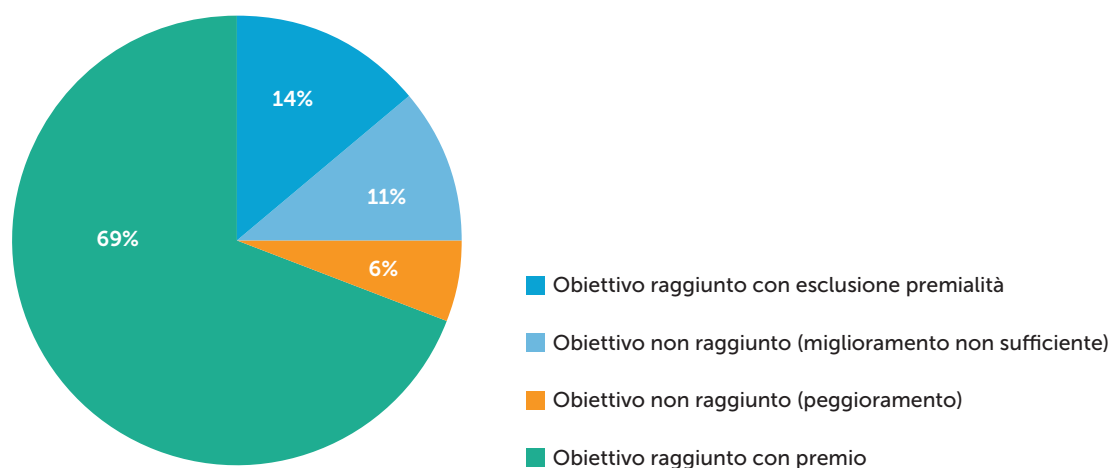
Livello di valutazione base: raggiungimento degli obiettivi di qualità contrattuale

A valle degli approfondimenti volti a stabilire l'ammissibilità al meccanismo incentivante di ciascun macro-indicatore di qualità contrattuale, si è proceduto a valutare il grado di conseguimento degli obiettivi definiti per il biennio 2020-2021. In relazione al macro-indicatore MC1 (Fig. 5.102), si nota come il 72% della popolazione sia servita da un gestore che ha conseguito l'obiettivo previsto (di mantenimento, per la classe A, e di miglioramento, per le classi B e C); in particolare, il 56% della popolazione è servita da un gestore cui è stata attribuita la premialità mentre il 16% da un gestore cui la premialità è stata azzerata per una delle cause illustrate nella precedente figura 5.101. Il restante 28% è servito da un gestore cui è stata comminata una penale per mancato raggiungimento dell'obiettivo; tuttavia, tra questi, solo il 4% è relativo a gestioni che hanno peggiorato il proprio livello di MC1, mentre il 24% della popolazione è servita da un gestore che ha comunque migliorato le proprie *performance*, seppure in maniera non sufficiente a raggiungere l'obiettivo previsto.

In relazione al macro-indicatore MC2 – "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio" (Fig. 5.103), si registra un tasso di raggiungimento dell'obiettivo superiore rispetto a quello del macro-indicatore MC1, con una quota sensibilmente più elevata per la popolazione servita da gestioni premiate (69%), mentre quella servita da gestioni caratterizzate da esclusione dalle premialità risulta molto simile (14%); minore è, poi, la quota relativa a gestioni in penalità perché, pur avendo migliorato la propria *performance*, non sono riuscite a raggiungere l'obiettivo di miglioramento (11%) mentre si registra anche in questo caso una quota molto contenuta di popolazione servita da gestioni che hanno peggiorato il livello del macro-indicatore MC2 (6%).

FIG. 5.102 Macro-indicatore MC1 – “Avvio e cessazione del rapporto contrattuale” (biennio 2020-2021)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

FIG. 5.103 Macro-indicatore MC2 – “Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio” (biennio 2020-2021)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Livello di valutazione di eccellenza: la graduatoria delle gestioni

Il livello di eccellenza – espresso con lo stadio III di valutazione – prevede la costruzione di una graduatoria finalizzata a premiare i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, esprimendo pertanto un giudizio sintetico e complessivo sull'operato delle gestioni. Occorre al riguardo ricordare che la partecipazione alla graduatoria dello stadio III è prevista, ai sensi del comma 94.2 della RQSII, per gli operatori che, con riferimento a

tutti i macro-indicatori valutati, ne presentano almeno uno in classe A. In considerazione della mancata ammissione per i gestori che non posseggono almeno un macro-indicatore in classe A, nonché per quelli caratterizzati da almeno una delle casistiche di esclusione dalle premialità analizzate nella precedente figura 5.101, è possibile individuare un sottoinsieme di 68 gestioni presenti in tale graduatoria per le valutazioni relative al biennio 2020-2021.

La rappresentazione territoriale (Fig. 5.104) di queste gestioni ne evidenzia la concentrazione nelle Regioni del Nord e del Centro, con una sola gestione in Abruzzo, una in Campania e una in Sicilia. Le Regioni maggiormente rappresentate in questa graduatoria risultano la Lombardia con 15 gestioni, seguita dall'Emilia-Romagna (12 gestioni), dal Veneto (9 gestioni) e da Piemonte e Toscana (8 gestioni).

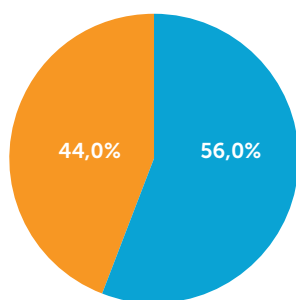
FIG. 5.104 Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per regione (biennio 2020-2021)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Analizzando la presenza nella suddetta graduatoria in termini di popolazione (Fig. 5.105), si nota come le 68 gestioni ammesse alla valutazione dello stadio di eccellenza erogano il servizio a oltre la metà della popolazione del *panel* (56%).

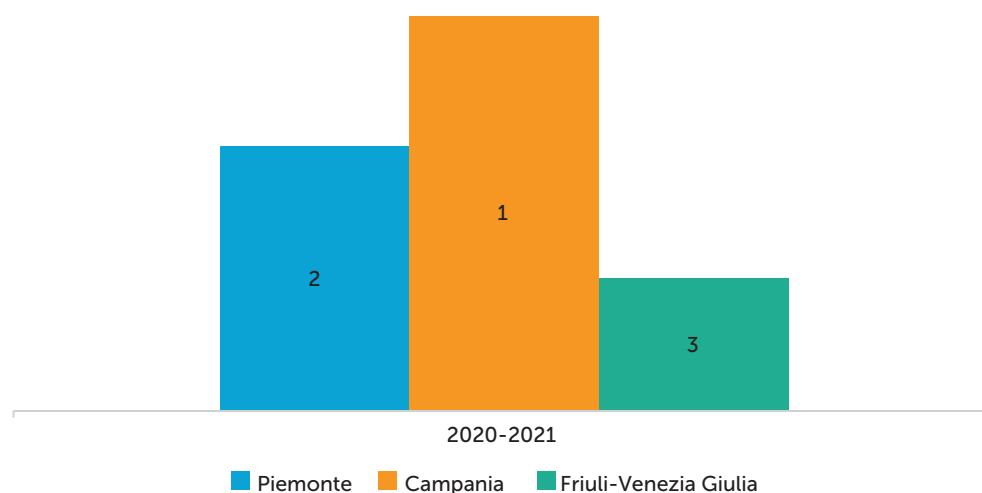
FIG. 5.105 Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza (biennio 2020-2021)



■ Gestioni nel TOPSIS ■ Gestioni escluse dal TOPSIS

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

FIG. 5.106 Posizionamento delle gestioni sul podio dello stadio III nel biennio 2020-2021 nelle Regioni di appartenenza



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

La graduatoria dello stadio III di eccellenza per il biennio 2020-2021 reca nelle posizioni del podio (Fig. 5.106) tre gestioni situate in tre differenti Regioni: in particolare al primo posto si è posizionata una gestione operante in Campania, al secondo posto una gestione operante in Piemonte mentre il terzo posto è occupato da una gestione operante nel Friuli-Venezia Giulia.

Premialità e penalità attribuite

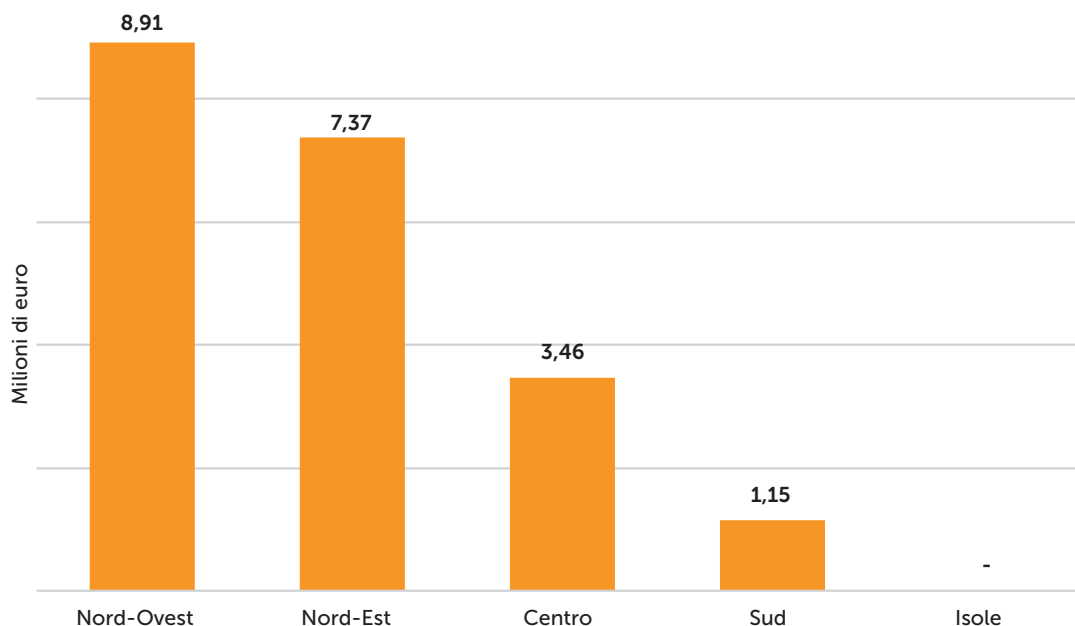
Il meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale ha attribuito, complessivamente per i tre stadi di valutazione, premialità per circa 20,9 milioni di euro per il biennio 2020-2021. Ai fini della quantificazione dei premi rileva, da un lato, il gettito della componente UI2 attribuito alla qualità contrattuale (pari al 20%, del quale il 70% è destinato alla copertura delle premialità degli stadi di valutazione base), dall'altro, la presenza di oneri specifici per la qualità contrattuale⁸³, e, infine, la dimensione delle gestioni che si collocano nelle prime tre posizioni per lo stadio di eccellenza⁸⁴.

Come rappresentato nella figura 5.107, gli importi più elevati sono stati attribuiti nelle aree del Nord-Ovest e del Nord-Est (rispettivamente 8,91 e 7,37 milioni di euro) mentre non sono stati attribuiti premi alle gestioni operanti nelle Isole (nonostante in Sicilia sia presente una gestione in premio ma questo risulta azzerato per la decurtazione dei menzionati oneri).

83 Ai sensi del comma 96.2 della RQSII, tali oneri (OPEX_{oc}) sono decurtati dalle premialità per gli stadi di valutazione base.

84 Dato che, come specificato al comma 96.5 della RQSII, i premi per lo stadio di valutazione di eccellenza sono commisurati al vincolo riconosciuto ai ricavi del gestore (VRG).

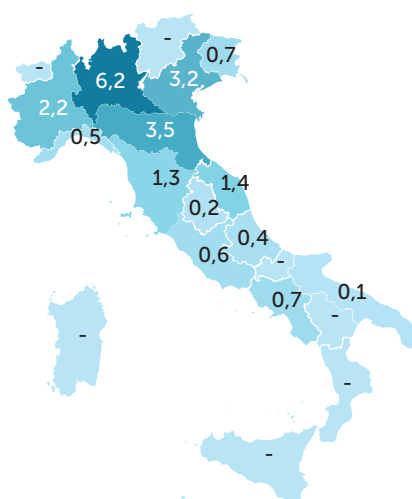
FIG. 5.107 Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica nel biennio 2020-2021 (in milioni di euro)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Suddividendo tali importi per regione (Fig. 5.108) si evidenzia come in 4 regioni le premialità abbiano superato i 2 milioni di euro (Piemonte, Veneto, Emilia-Romagna, e Lombardia che raggiunge i 6,2 milioni di euro), mentre in 7 regioni non siano stati erogati premi (6, escludendo da tale conteggio il menzionato caso della gestione siciliana).

FIG. 5.108 Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna Regione nel biennio 2020-2021 (in milioni di euro)

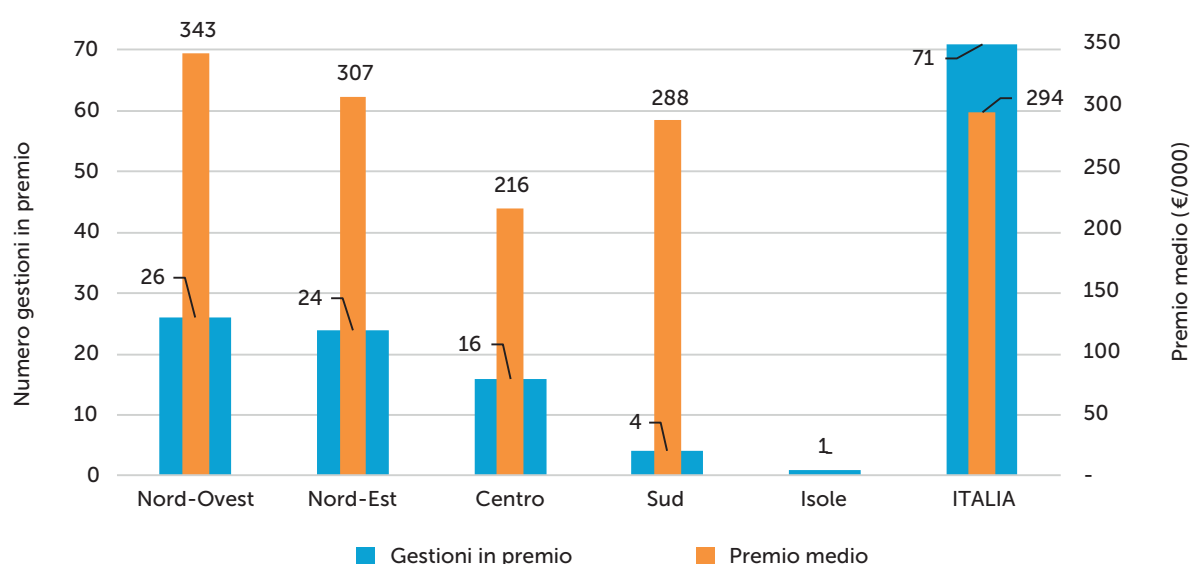


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Nella figura 5.109 viene rappresentata l'entità delle premialità medie attribuite per singola gestione e la numerosità di queste ultime, suddivise per singola area geografica. Alle 71 gestioni complessivamente premiate corrisponde una premialità media, a livello nazionale, pari a circa 294.000 euro, con valori che vi si discostano di poco per le aree Nord-Est e Sud (pur esprimendo una numerosità di gestioni premiate ben più elevata per la prima rispetto alla seconda), e con un massimo registrato nell'area Nord-Ovest (circa 343.000 euro, dove tra l'altro si rileva il massimo anche per la numerosità dei premiati, 26) e un minimo al Centro (circa 216.000 euro), oltre al valore nullo già evidenziato per il solo soggetto premiato operante nelle Isole.

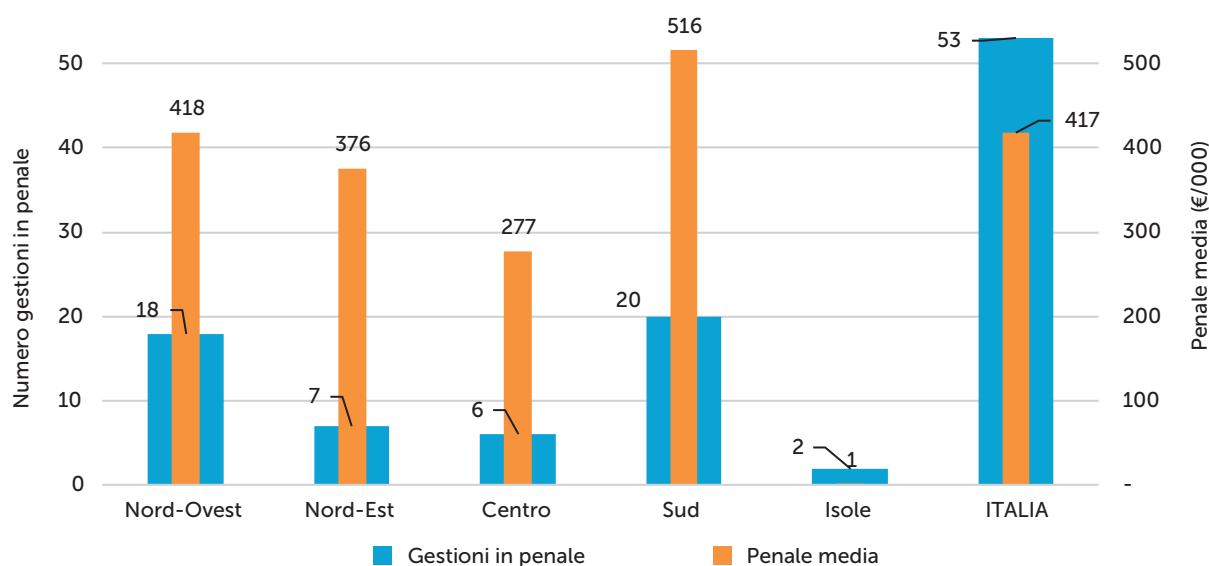
Anche con riferimento alle penalità, il calcolo degli importi è funzione del gettito della componente UI2 attribuito al meccanismo incentivante, degli eventuali oneri specifici per la qualità contrattuale e della dimensione della gestione, ma quest'ultimo elemento è funzionale a evitare che le penali comminate risultino eccessive per gli operatori di minore dimensione⁸⁵. Complessivamente le penali superano l'importo totale dei premi, arrivando a circa 22,1 milioni di euro per il biennio 2020-2021.

FIG. 5.109 Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (biennio 2020-2021)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

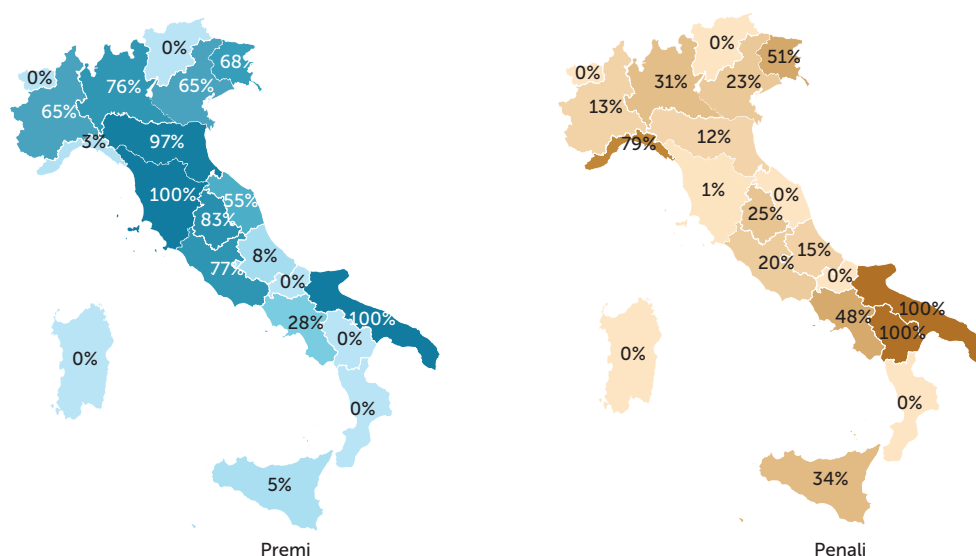
⁸⁵ Si veda, al riguardo, il comma 96.4 della RQSII.

FIG. 5.110 Penalità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (biennio 2020-2021)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Analogamente a quanto appena mostrato per le premialità, nella figura 5.110 viene rappresentata l'entità delle penalità medie attribuite per singola gestione e la numerosità di queste ultime, suddivise per singola area geografica. In questo caso la numerosità dei soggetti coinvolti è inferiore (53) e, conseguentemente, la penalità media a livello nazionale risulta superiore, essendo pari a circa 417.000 euro. Un valore medio del tutto simile è registrato dalle 18 gestioni in penale nell'area Nord-Ovest mentre il picco per entrambe le grandezze è fatto registrare dal Sud (516.000 euro mediamente comminati a 20 operatori); importi medi via via più contenuti sono registrati al Nord-Est e al Centro (rispettivamente 376.000 euro per 7 gestioni e 277.000 euro per 6 gestioni) mentre gli unici due operatori in penale nelle Isole sono di dimensioni così ridotte da avere un importo medio pari a circa 1.000 euro.

Risulta, infine, interessante analizzare l'impatto dei premi e delle penali in termini di popolazione servita dalle diverse gestioni. Tale analisi viene mostrata nelle mappe della figura 5.111 per singola regione. Si precisa che una gestione può aver avuto un premio per un macro-indicatore e una penale per l'altro macro-indicatore, come nel caso del gestore della Regione Puglia (100% per entrambe le mappe). Viceversa, nel caso della Basilicata, il gestore dell'ATO unico regionale è risultato in penale per entrambi i macro-indicatori. Altre regioni, quali la Calabria e la Sardegna, risultano non rappresentate nelle mappe in quanto le relative gestioni sono state o escluse dal meccanismo o escluse dalle premialità per le motivazioni diffusamente descritte in apertura del presente paragrafo. In linea generale si registra una maggiore diffusione delle premialità rispetto alle penalità, con differenze molto marcate tra i due esiti per la Toscana (100% della popolazione servita da una gestione in premio, 1% in penale) e l'Emilia-Romagna (97% in premio, 12% in penale) o comunque rilevanti per Umbria, Lazio, Lombardia, Piemonte e Veneto. Viceversa, per la popolazione ligure si evidenzia una quota sensibilmente superiore per le penali rispetto ai premi.

FIG. 5.111 Percentuale della popolazione residente regionale servita da una gestione risultata in premio o in penale

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

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 locale⁸⁶.

Al fine di favorire il recepimento della disciplina recata dalla 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 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 servizio⁸⁷.

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 collochino in classi diverse dalla classe A.

⁸⁶ 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.

⁸⁷ 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.

Per entrambe le tipologie di $Opex_{OC}$, 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 $Opex_{OC}$ valorizzata per il biennio precedente in sede di determinazione tariffaria e gli oneri effettivamente sostenuti dai gestori rispettivamente per il citato adeguamento agli standard di qualità contrattuale, da un lato, e il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento, dall'altro.

Con il meccanismo incentivante della qualità contrattuale introdotto con la menzionata delibera 547/2019/R/idr, infine, sono state previste ulteriori modalità di recupero delle componenti $Opex_{OC}$ attraverso il calcolo sia delle premialità, sia delle penalità, come già richiamato al precedente paragrafo "Esiti della prima applicazione del meccanismo incentivante introdotto dalla RQSII per il biennio 2020-2021".

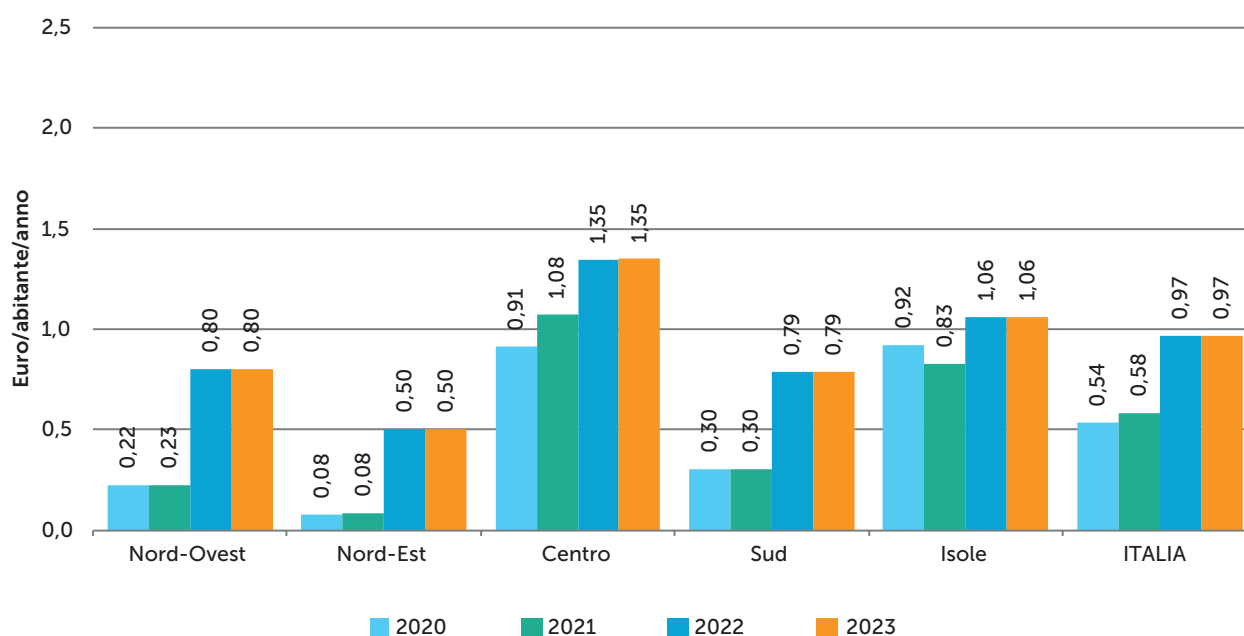
Di seguito viene analizzato l'impatto economico della regolazione della qualità contrattuale con riferimento al terzo periodo regolatorio 2020-2023⁸⁸, considerando sia la componente $Opex_{OC}$ per l'adeguamento delle Carte del servizio alla disciplina della RQSII (di seguito $Opex_{OC}$ ex comma 18.9, lett. a), MTI-3), quantificata in funzione degli importi rendicontati con riferimento alla annualità 2019 (se inferiori rispetto a quelli ammessi a riconoscimento tariffario per la medesima annualità), sia la componente $Opex_{OC}$ per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento previsti dal meccanismo incentivante di premi e penalità (di seguito $Opex_{OC}$ ex comma 18.9, lett. b), MTI-3), sia la quota di $Opex_{OC}$ che ha comportato un decremento dei premi assegnati o un incremento delle penali comminate per gli anni 2020 e 2021 in applicazione del menzionato meccanismo incentivante della qualità contrattuale per le medesime annualità.

Nella figura 5.112 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, rielaborati decurtandone la quota considerata nei calcoli di premi e penali per il biennio 2020-2021, da cui emerge una quantificazione media nazionale degli $Opex_{OC}$ pari a 54 centesimi di euro/abitate/anno per il 2020, 58 centesimi per il 2021 e 97 centesimi per le annualità 2022 e 2023 (annualità per le quali non si è ancora concluso il procedimento di applicazione del meccanismo incentivante⁸⁹).

L'ammontare medio più elevato è richiesto per le gestioni del Centro, con un importo di 1,35 euro/abitate/anno per il biennio 2022-2023, seguite dalle gestioni delle Isole con un importo di 1,06 euro/abitate/anno per il medesimo biennio. Le richieste di riconoscimento di oneri aggiuntivi più contenute si registrano per le gestioni del Nord-Est, con 0,50 euro/abitate/anno per il biennio 2022-2023, importo che risulta ridotto a 0,08 euro per il biennio 2020-2021 come esito dell'applicazione del meccanismo incentivante.

⁸⁸ Si precisa che la presente analisi è riferita al medesimo campione descritto al precedente paragrafo "Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità".

⁸⁹ Il procedimento per le valutazioni quantitative, relative al biennio 2022-2023, previste dal meccanismo incentivante della qualità contrattuale del servizio idrico integrato, è stato avviato con la delibera 6 febbraio 2024, 37/2024/R/idr.

FIG. 5.112 *Opex_{OC} quantificati nel quadriennio 2020-2023 pro capite per area geografica*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.

Analizzando i dati riportati nella tavola 5.32 emerge che, nell'ambito delle proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, gli EGA hanno richiesto il riconoscimento di Opex_{OC} (sia per l'adeguamento agli standard previsti dalla RQSII, sia per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento introdotti a fine 2019) per 49 gestioni, per un ammontare complessivo pari a circa 85 milioni di euro per l'intero quadriennio 2020-2023, dei quali la quota legata al raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dei macro-indicatori di qualità contrattuale risulta relativamente contenuta (11,5 milioni euro); di tali proposte, alla medesima data, sono state oggetto di istruttoria e di conseguente approvazione da parte dell'Autorità quelle riferite a 23 gestioni che operano in tutte le aree a eccezione delle Isole, per un ammontare totale di Opex_{OC} riconosciuti nel quadriennio pari a circa 35,5 milioni di euro. Infine, è possibile notare che l'applicazione del meccanismo incentivante ha di fatto comportato, con riferimento al solo biennio 2020-2021, una riduzione degli oneri aggiuntivi Opex_{OC} pari a circa 15,1 milioni di euro.

TAV. 5.32 *Opex_{OC} per il quadriennio 2020-2023*

AREA GEOGRAFICA	GESTIONI CON OPEX _{OC} IN PROPOSTA EGA (N.)	GESTIONI CON OPEX _{OC} APPROVATI ARERA (N.)	AMMONTARE OPEXQC QUANTIFICATO DAGLI EGA PER IL QUADRIENNIO		QUOTA OPEX _{OC} DETTRATA DALL'AMMONTARE QUANTIFICATO DAGLI EGA PER IL QUADRIENNIO, IN APPLICAZIONE DEL MECCANISMO INCENTIVANTE 2020-2021 (EURO)
			DI CUI QUOTA EX COMMA 18.9, LETT. A), MTI-3 (EURO)	DI CUI QUOTA EX COMMA 18.9, LETT. B), MTI-3 (EURO)	
Nord-Ovest	13	5	9.608.224	176.000	-3.271.948
Nord-Est	16	10	6.264.366	366.138	-2.352.517
Centro	12	7	31.737.411	10.039.689	-3.391.424
Sud	4	1	17.791.591	171.500	-5.554.796
Isole	4		8.436.304	759.684	-551.728
ITALIA	49	23	73.837.896	11.513.011	-15.122.414

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.



CAPITOLO

6



**STRUTTURA, TARIFFE
E QUALITÀ NEL SETTORE
DEI RIFIUTI URBANI**

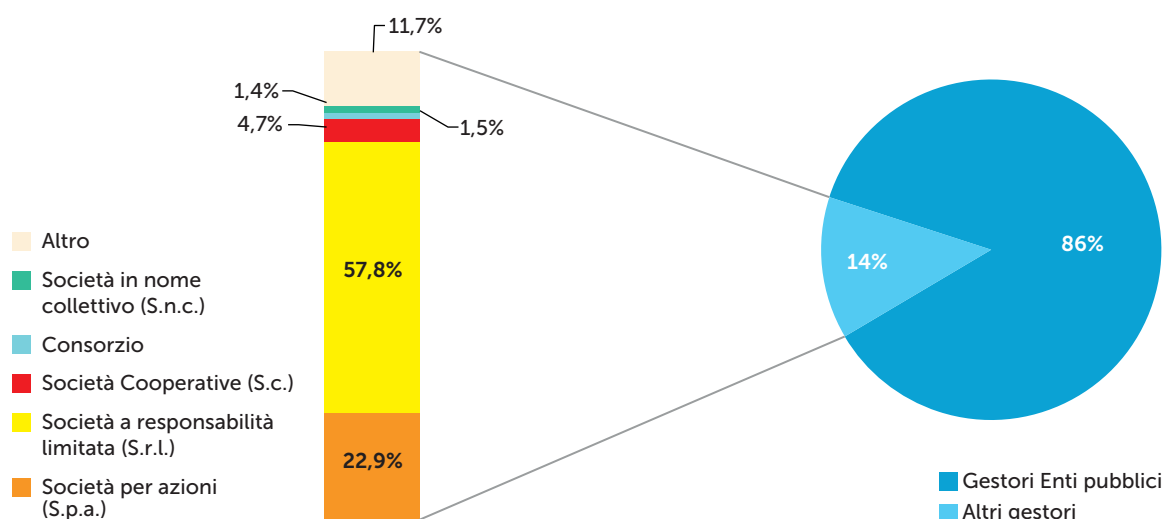
Struttura del settore

A maggio 2024 risultano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 8.419 soggetti con un incremento rispetto allo scorso anno di 318 nuovi iscritti¹.

Il quadro generale sembra aver raggiunto una certa stabilità rispetto alla tipologia delle attività svolte dai soggetti iscritti e alla natura giuridica degli stessi, non mostrando grandi cambiamenti rispetto all'anno precedente.

I soggetti iscritti come Enti territorialmente competenti permangono in numero elevato, seppur in progressiva lieve riduzione (3.389 rispetto a 3.550)², a conferma che il processo di organizzazione territoriale del servizio risulta ancora non pienamente completato, come peraltro evidenziato dall'Autorità nella seconda relazione sullo stato di riordino dell'assetto locale del settore³.

FIG. 6.1 Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica



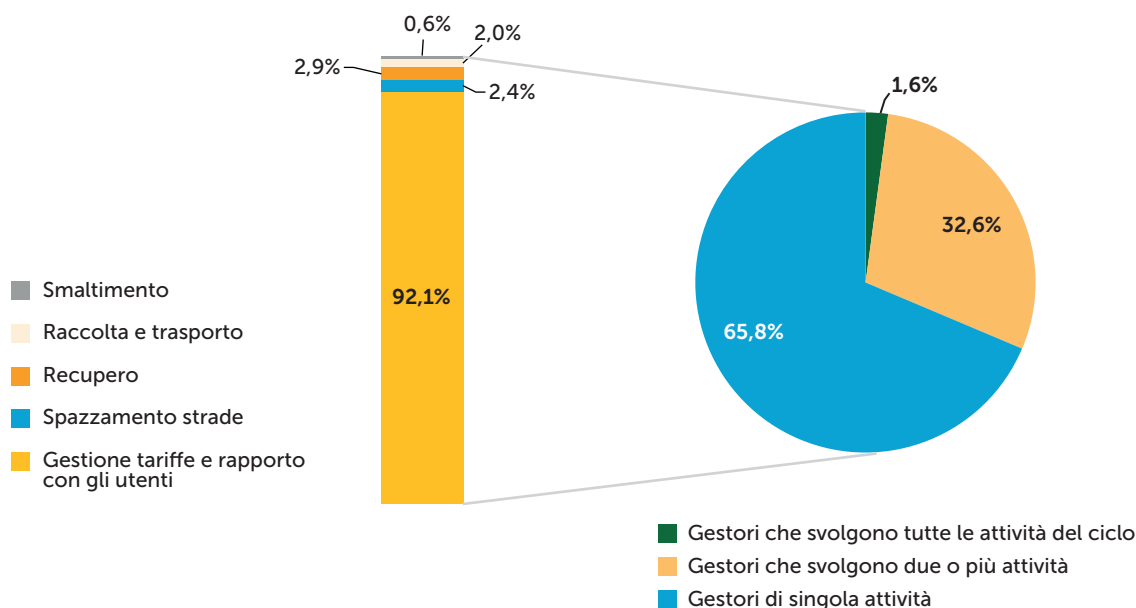
Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

¹ L'apertura dell'Anagrafica 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 20 dicembre 2023, 609/2023/I/rif.

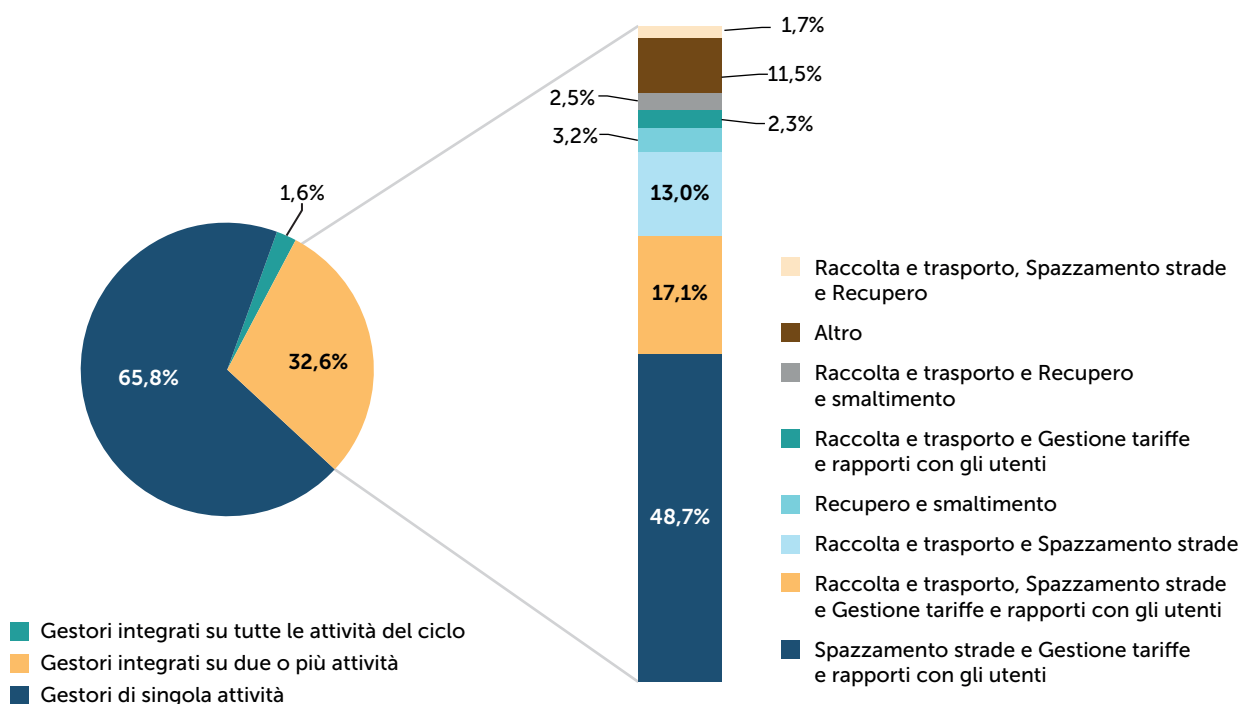
FIG. 6.2 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

In relazione alla natura giuridica dei soggetti iscritti come gestori (pari a 8.190), la figura 6.1 mostra che continuano a essere in prevalenza Enti pubblici (86%). Riguardo ai gestori non Enti pubblici, rispetto al precedente anno, si registra una lieve contrazione delle società per azioni (22,9% rispetto a 24,7%), a fronte di una crescita delle società a responsabilità limitata (57,8% rispetto a 56,4%). In linea con gli anni precedenti, nella maggioranza dei casi (65,8%) i gestori risultano inoltre accreditati per una singola attività e solo raramente (1,6%) per tutte le attività del ciclo (Fig. 6.2).

FIG. 6.3 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività

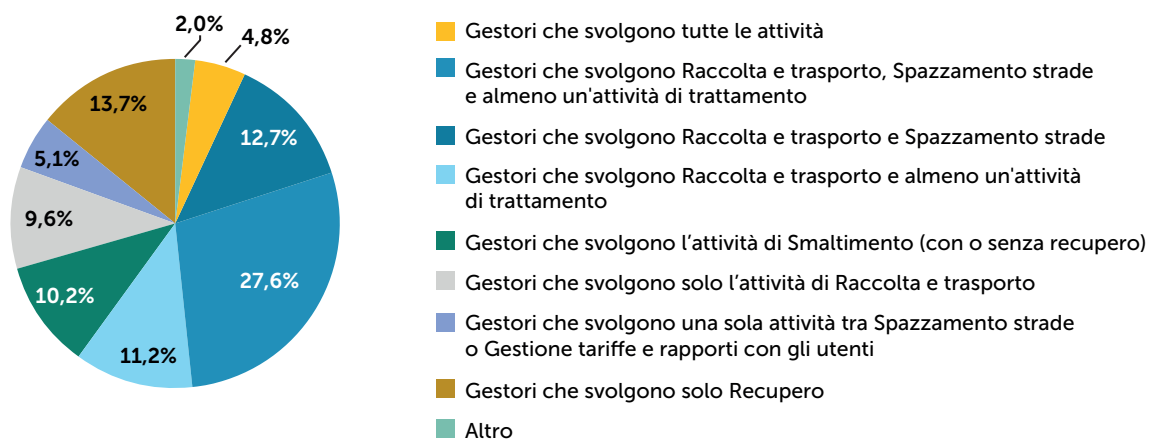


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

In merito alla tipologia di attività svolta, fra i gestori di singole attività si conferma anche nel 2024 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 (48,7%), seguiti da quelli che svolgono, oltre a queste, anche l'attività di raccolta e trasporto (17,1%).

Dall'analisi invece dei soggetti accreditati in Anagrafica come gestori avente 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 aumenta rispetto allo scorso anno di quasi 3 punti percentuali (dal 24,7% al 27,6%), seguiti dai gestori che oltre a suddette attività svolgono anche un'attività di trattamento (12,7%). Solo il 4,8% dei gestori che non ha natura di Ente pubblico svolge tutte le attività del ciclo (Fig. 6.4), in lieve contrazione rispetto al dato del 2023 (5,2%).

FIG. 6.4 Gestori non Enti pubblici per attività svolta

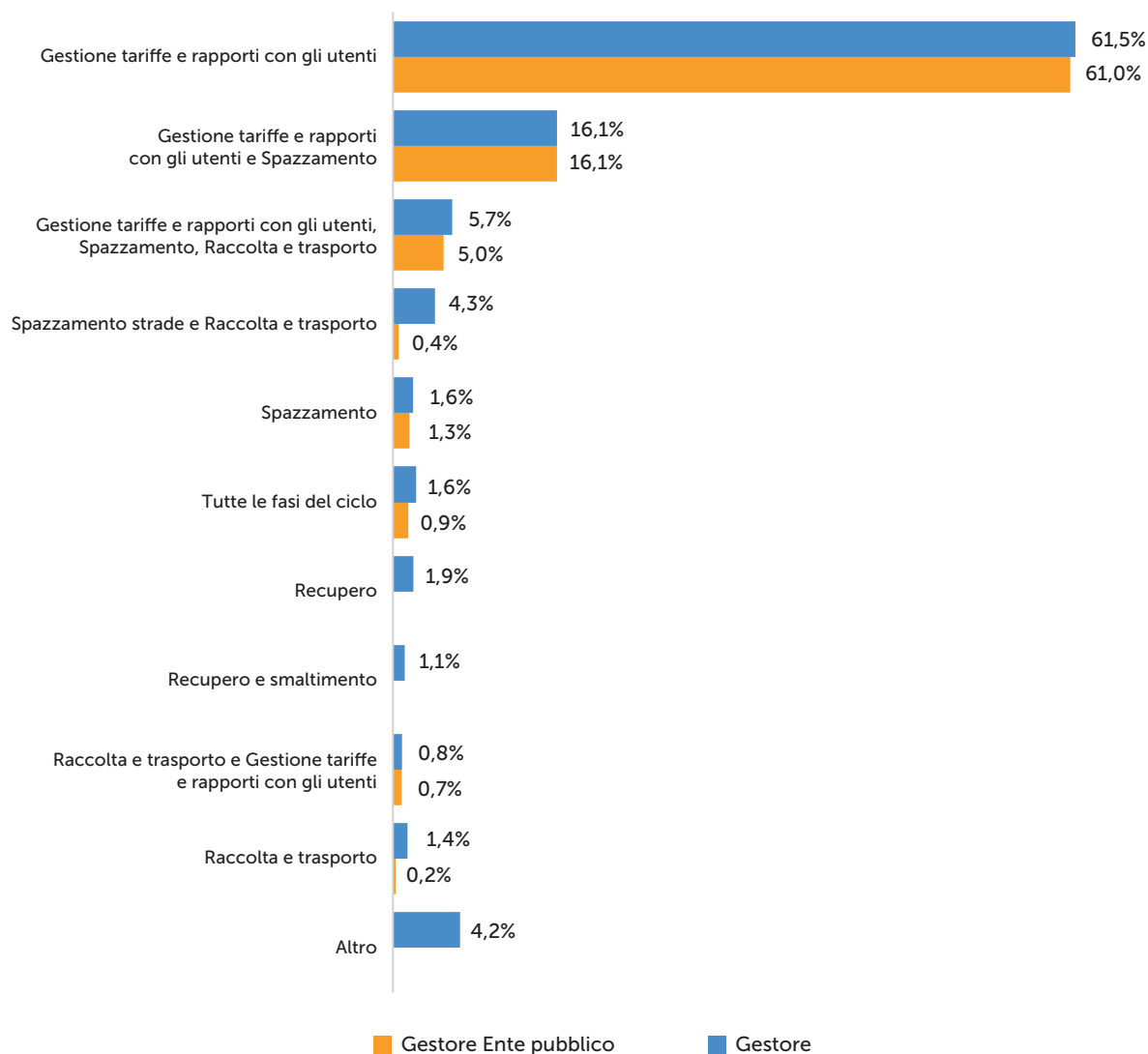


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Si rileva infine, anche per l'anno 2024, 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. Si rileva inoltre che i gestori che hanno dichiarato di svolgere le attività di trattamento e recupero e/o trattamento e smaltimento sono prevalentemente soggetti privati⁴.

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).

FIG. 6.5 Gestori Enti pubblici per attività svolta



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

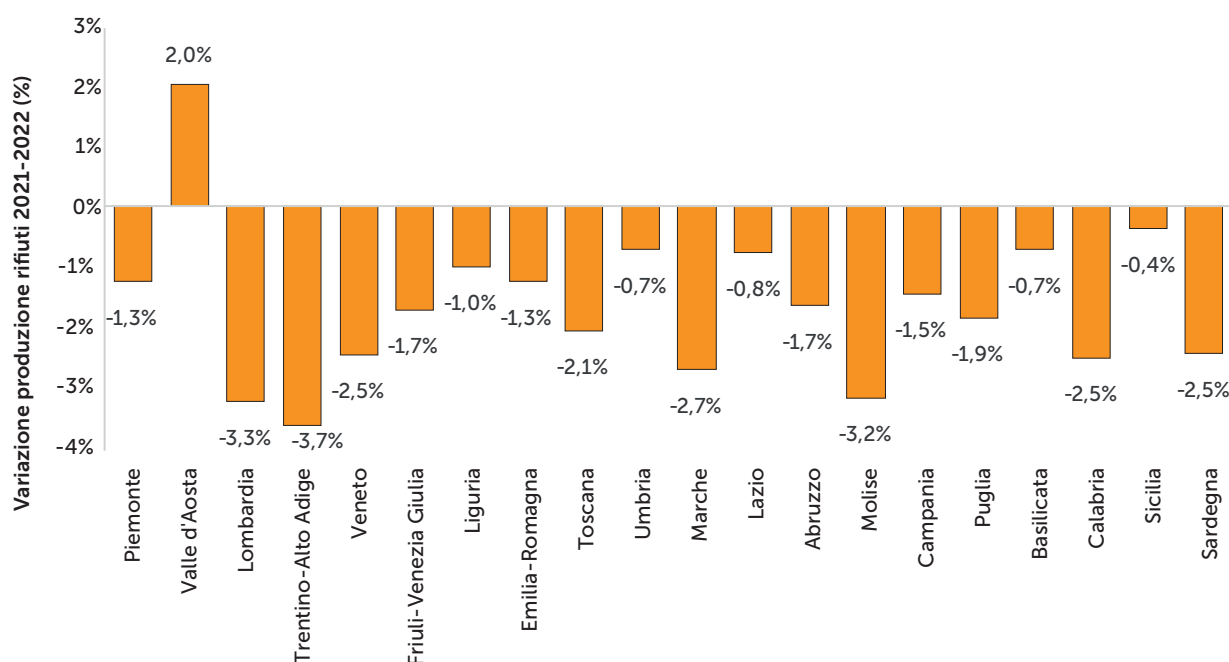
Produzione e raccolta dei rifiuti

Nel 2022 la produzione nazionale dei rifiuti urbani è stata pari a circa 29,1 milioni di tonnellate in calo dell'1,8% rispetto al dato 2021. La precedente annualità 2021 era stata caratterizzata da un'inversione di tendenza, in linea con la ripresa economica *post* pandemia dell'economia nazionale. Diversamente, il dato di produzione riferito all'anno 2022 segna nuovamente una contrazione, a fronte degli incrementi invece rilevati per gli indicatori socioeconomici, quali prodotto interno lordo e spesa per consumi finali sul territorio economico, rispettivamente pari al 3,7% e 6,1%⁵.

⁵ Il dato della produzione di rifiuti urbani può essere influenzato dalla previsione di cui all'art. 198, comma 2-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, introdotta dal decreto legislativo 30 settembre 2020, n. 116, che consente alle utenze non domestiche di conferire i propri rifiuti urbani al di fuori del servizio pubblico di raccolta, nel caso

Guardando al dettaglio delle singole Regioni (Fig. 6.6), la Valle d'Aosta è l'unica in controtendenza con un incremento nella produzione dei rifiuti pari al 2%, cui si contrappone il Trentino-Alto Adige con la riduzione più ampia corrispondente a -3,7%. Tra le Regioni del Sud (escluse le Isole), in Molise e Calabria è stata registrata la riduzione maggiore (rispettivamente -3,2% e -2,5%). A livello di macro-area⁶, nel Nord-Ovest si è verificata la maggiore contrazione nella produzione di rifiuti (-2,4%), seguita dal Nord-Est (-2%) e dal Sud, escluse le Isole (-1,8%).

FIG. 6.6 Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani dal 2021 al 2022



Fonte: Elaborazione dati ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

Si conferma il *trend* di crescita della raccolta differenziata, che aumenta più di un punto percentuale rispetto al 2021, passando dal 64% al 65,2% (in termini quantitativi, quasi 19 milioni di tonnellate di rifiuti differenziati).

Le Regioni del Nord-Est e del Nord-Ovest mantengono alti livelli di raccolta differenziata, confermando anche per il 2022 il superamento dell'obiettivo del 65% previsto per il 2012 dal decreto legislativo n. 152/2006, con risultati pari rispettivamente al 74,3% e al 69,8% della produzione totale dei rifiuti urbani prodotti, mentre il Centro si attesta al 61,5% e il Sud e le Isole al 57,5% (Fig. 6.7).

Anche per il 2022 come per il 2021, l'area geografica in cui si rileva il maggior incremento di raccolta differenziata rispetto all'anno precedente è quella delle Isole con un aumento di 3,1 punti (trainata dalla Sicilia che registra un aumento del 4%).

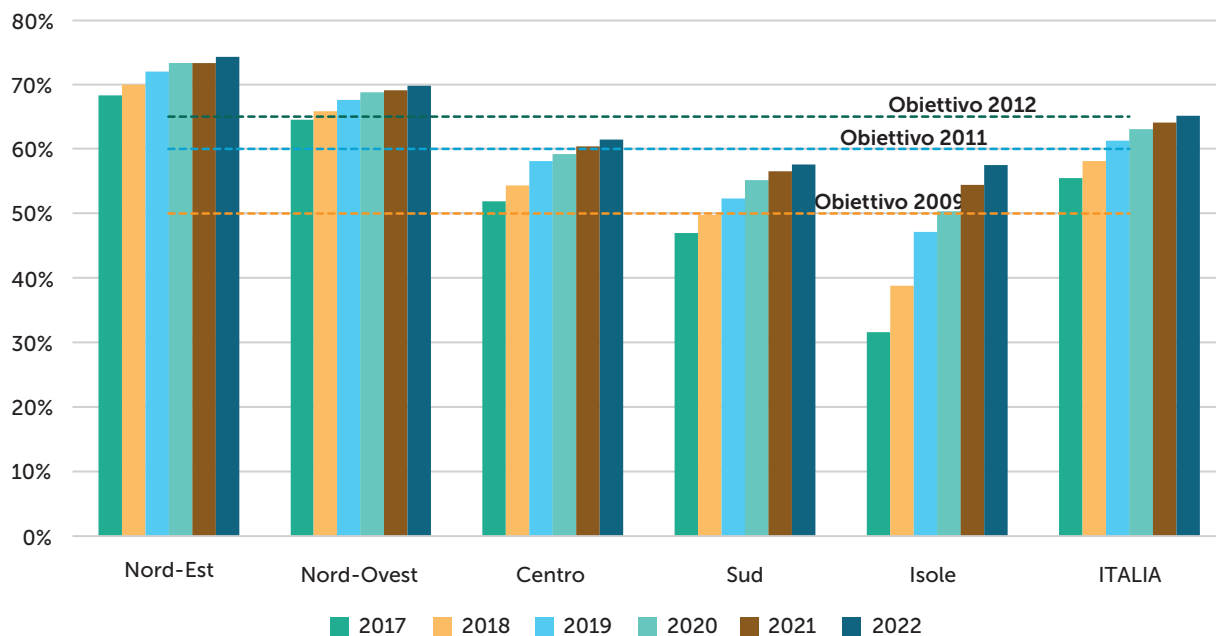
Tuttavia, nonostante tale crescita, persiste ancora un'elevata eterogeneità dei risultati raggiunti a livello territoriale (Fig. 6.8), che vede coesistere Regioni – principalmente del Nord – che superano l'obiettivo del 65% fissato dalla norma-

in cui esse siano in grado di dimostrare di destinare i suddetti rifiuti a soggetti che ne garantiscono il recupero. Come riportato nel Rapporto Rifiuti Urbani 2023 di ISPRA, i rifiuti ricadenti in tali fattispecie possono, quindi, non essere interamente contabilizzati all'interno del dato di produzione e raccolta differenziata dei rifiuti urbani e rientrare, di conseguenza, nell'alveo gestionale dei rifiuti speciali.

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).

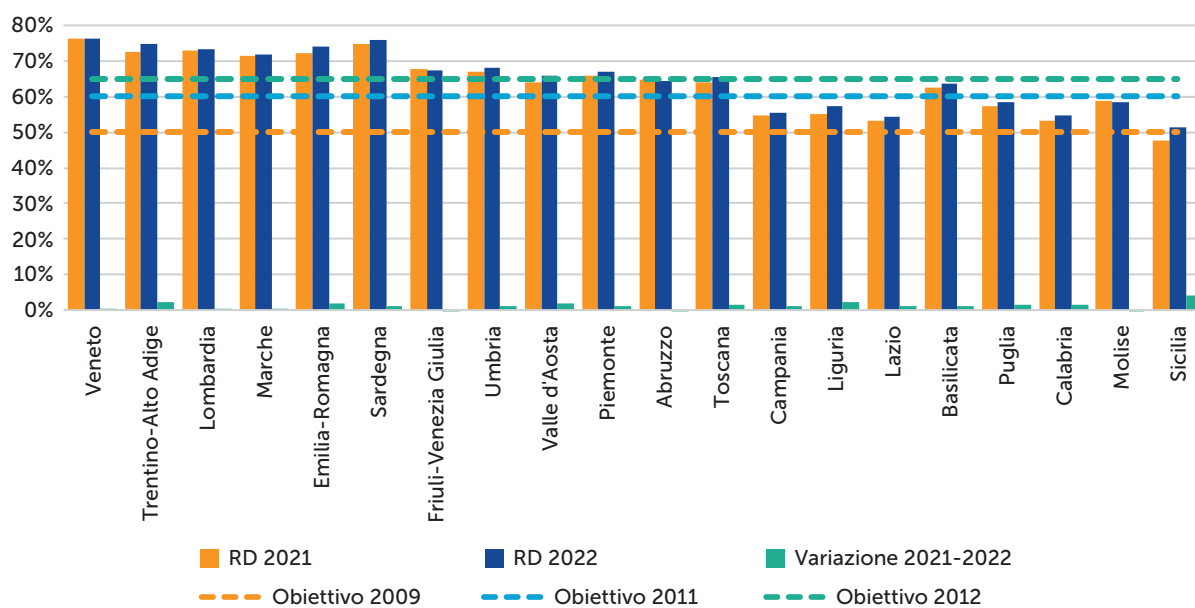
tiva (Veneto, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Piemonte Marche, Emilia-Romagna, Valle d'Aosta, Toscana, Sardegna, Friuli-Venezia Giulia e Umbria), con realtà – prevalentemente localizzate al Sud – che continuano a registrare risultati inferiori all'obiettivo prefissato (Abruzzo, Campania, Sicilia, Molise, Calabria, Puglia, Basilicata, Liguria, Lazio).

FIG. 6.7 *Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2017-2022)*



Fonte: Elaborazione dati ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

FIG. 6.8 *Andamento della raccolta differenziata per Regione e confronto con gli obiettivi (2021-2022)*

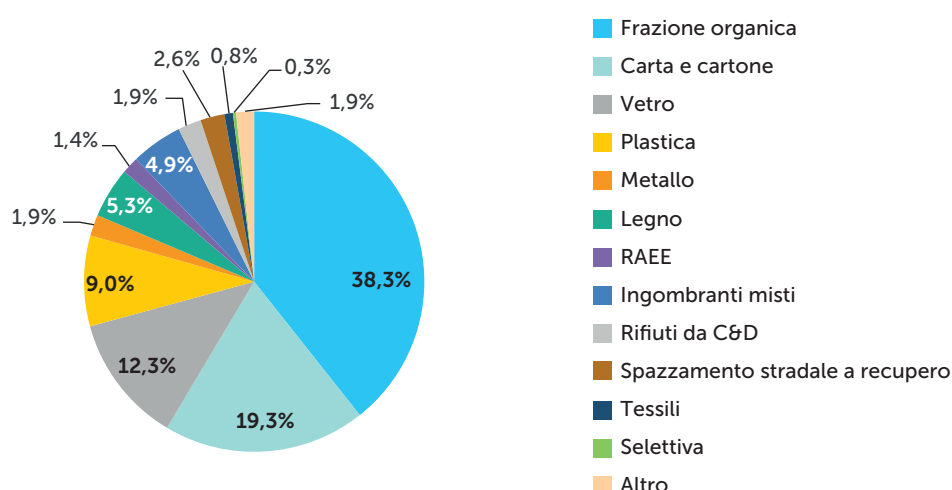


Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

Per quanto riguarda la composizione della raccolta differenziata (Fig. 6.9), le principali frazioni risultano essere: quella organica 38,3%, carta e cartone 19,3%, vetro 12,3%, plastica 9%, legno 5,3% e il metallo 1,9%. La composizione si mantiene in linea con quella rilevata nel 2021. Relativamente alla frazione organica, si registra un calo nei quantitativi raccolti (pari all'1,8% rispetto al 2021) da attribuirsi principalmente alla riduzione del dato di raccolta dei rifiuti biodegradabili provenienti dalla manutenzione di giardini e parchi. Con riferimento alle singole frazioni presenti nella raccolta multimateriale, modalità di intercettazione di alcune frazioni merceologiche, anche per il 2022 prevale la plastica, incidendo del 45,6% sul totale raccolto con tale modalità.

In relazione alla tipologia, con riferimento alle principali frazioni secche, si rileva che il vetro e la plastica sono prevalentemente costituite da imballaggi (rispettivamente 92% e 95%)⁷, seguite dal metallo con il 46%, dalla carta con il 30% e dal legno con il 16%. 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%⁸.

FIG. 6.9 Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2022



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

La direttiva 2008/98/CE⁹ 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, con la direttiva 2018/851/UE¹⁰ che ha introdotto nuovi obiettivi in materia di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio, è stato previsto che tali target si applichino non a specifiche frazioni merceologiche ma all'intero ammontare dei rifiuti urbani e che entro il 2025 il target, in peso, sia aumentato al 55%, entro il 2030 al 60% ed entro il 2035 al 65%. Inoltre, per i nuovi obiettivi introdotti dalla direttiva 2018/851/UE i criteri di calcolo applicabili appaiono più rigidi e non prevedono più la possibilità di selezionare a quali tipologie di rifiuti applicare la misurazione dell'obiettivo¹¹.

⁷ Media calcolata sul periodo 2013-2022. Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

⁸ Art. 222 del decreto legislativo n. 152/2006, come modificato dal decreto legislativo n. 116/2020.

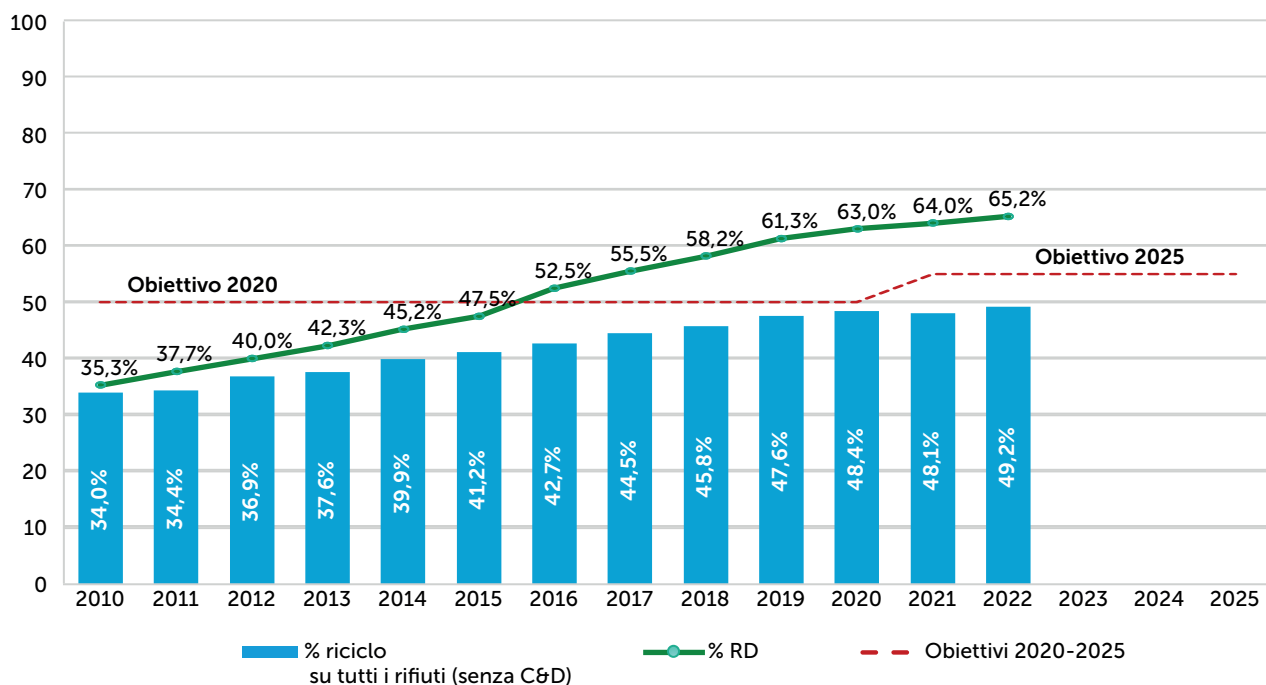
⁹ Recepita nell'ordinamento nazionale dal decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205 che ha introdotto gli obiettivi di riciclaggio all'art. 181 del decreto legislativo n. 152/2006.

¹⁰ Tali nuovi obiettivi sono stati recepiti, nell'ordinamento nazionale, dal decreto legislativo n. 116/2020, che ha modificato l'art. 181 del decreto legislativo n. 152/2006.

¹¹ In applicazione delle modifiche introdotte dalla direttiva 2018/851/UE (art. 11-bis) e dalla decisione di esecuzione 2019/1004/UE.

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 49,2%¹² (Fig. 6.10).

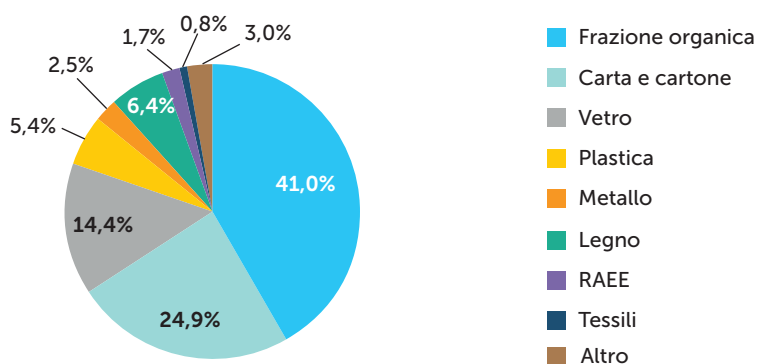
FIG. 6.10 Percentuali di riciclo e raccolta differenziata a confronto con l'obiettivo comunitario (2010-2023)



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

Infine, la ripartizione del quantitativo avviato a riciclo per frazione merceologica mostra che il 41% è costituito dalla frazione organica, il 24,9% da carta e cartone, il 14,4% dal vetro, il 5,4% dalla plastica e il 6,4% dal legno (Fig. 6.11). Rispetto ai risultati conseguiti nel 2021, si registra un calo di 1,3 punti nell'avvio a riciclo della frazione organica e un incremento di 1,4 punti per il legno.

FIG. 6.11 Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2022



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

¹² La quota dei rifiuti da costruzione e demolizione (di seguito: C&D) intercettati nella raccolta differenziata è stata esclusa dai calcoli per il computo delle percentuali di riciclo sulla base delle definizioni di rifiuti urbani date dalla direttiva 2008/98/CE, così come modificata dalla direttiva 2018/851/UE, e recepita, nell'ordinamento nazionale, dal decreto legislativo n. 116/2020.

Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio

Le predisposizioni tariffarie redatte ai sensi dell'MTR-2, come oramai noto, hanno una durata quadriennale (2022-2025), soggetta a un aggiornamento con cadenza biennale, salvo la possibilità, qualora si rilevino determinate condizioni, di ricorrere a un'eventuale revisione infra-periodo.

Il primo biennio 2022-2023 del periodo regolatorio si è concluso, e gli aggiornamenti introdotti con la delibera 3 agosto 2023, 389/2023/R/rif e ss.mm., esplicheranno i loro effetti sul secondo biennio 2024-2025 dell'MTR-2.

Nei successivi paragrafi si procederà a fornire il quadro delle predisposizioni tariffarie per il servizio di gestione dei rifiuti urbani relative alle annualità 2022-2025 trasmesse dagli Enti territorialmente competenti all'Autorità, con particolare attenzione alle risultanze desumibili dalle analisi svolte con riferimento all'anno 2023.

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 e 2022-2025.

Predisposizioni tariffarie 2022-2025 trasmesse all'Autorità

Nel corso del 2023 sono proseguite le trasmissioni all'Autorità delle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2022-2025, con particolare riferimento agli ambiti che hanno effettuato ricorso alla revisione infra-periodo¹³.

Nonostante taluni ritardi negli adempimenti di trasmissione, si osserva, tuttavia, un positivo incremento del numero di soggetti adempienti alla regolazione tariffaria: rispetto alle 5.987 proposte tariffarie rilevate nella precedente edizione della *Relazione Annuale*, a oggi ne risultano trasmesse 6.202¹⁴ – di cui 6.175 comunali e 27 pluricomunali¹⁵ – relative a 6.563 Comuni (l'83% dei Comuni italiani), per un totale di 54,5 milioni di abitanti serviti pari al 92% della popolazione nazionale.

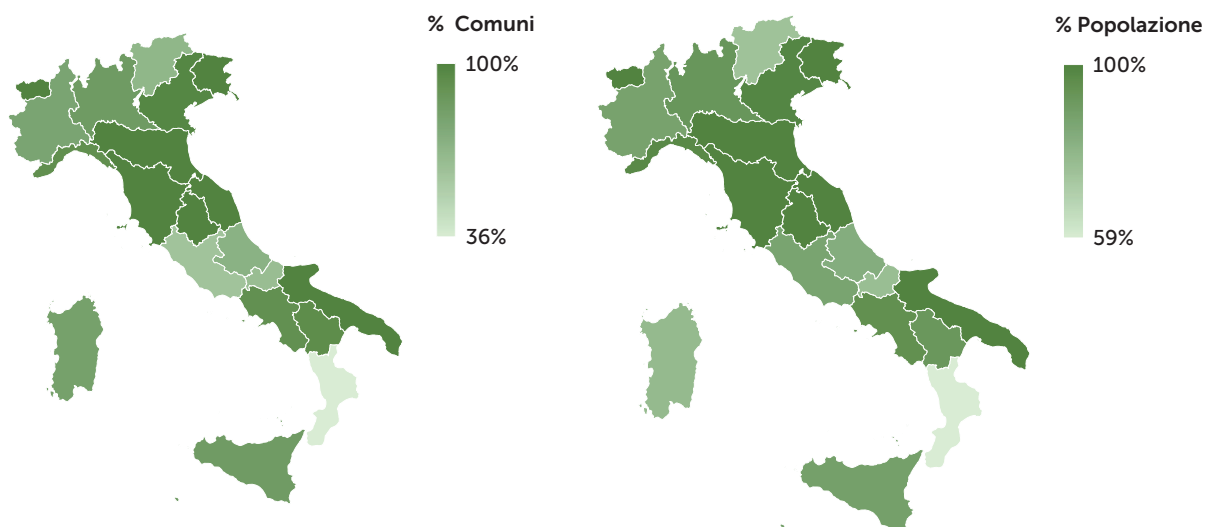
La figura 6.12 riporta per ciascuna Regione lo stato delle predisposizioni tariffarie 2022-2025 trasmesse in termini di popolazione e numero di Comuni interessati dalle stesse.

13 Una serie di interventi del legislatore ha posticipato il termine per l'approvazione della TARI 2022, fissandone la scadenza, da ultimo, al 31 agosto 2022. Ciò significa che il termine previsto dalla delibera 363/2021/R/rif per la trasmissione delle predisposizioni tariffarie è stato il 30 settembre 2022. Per la TARI 2023, il legislatore ha fissato da ultimo la scadenza al 15 settembre 2023, con conseguente scadenza per gli invii all'Autorità prevista per il 15 ottobre 2023.

14 I dati riportati sono aggiornati all'8 aprile 2024.

15 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).

FIG. 6.12 Predisposizioni tariffarie per regione trasmesse all'Autorità, relative al periodo 2022-2025 (% Comuni serviti; % popolazione servita)



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Alle Regioni Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Toscana, Umbria, Valle d'Aosta e Puglia, già risultate totalmente adempienti alla trasmissione all'Autorità delle predisposizioni tariffarie nella *Relazione Annuale 2022*, si è aggiunta anche la Regione Marche che ha completato gli invii per tutti gli ambiti tariffari ricadenti nel proprio territorio. Nelle restanti aree, sebbene il quadro delle trasmissioni non risulti ancora completo, il numero di predisposizioni tariffarie è in aumento, (in particolare nelle Regioni Abruzzo, Calabria, Campania e nella Provincia autonoma di Bolzano), anche grazie, in taluni casi, all'effettiva entrata in operatività degli Enti di governo d'ambito. Le Regioni Veneto, Basilicata, Liguria e Campania hanno una copertura di trasmissione all'Autorità delle predisposizioni tariffarie di oltre il 90% dei Comuni. La Provincia autonoma di Trento e le Regioni Lombardia, Sicilia, Piemonte e Abruzzo risultano aver inviato proposte tariffarie per una percentuale di Comuni compresa tra il 70% e il 90%, mentre Molise, Lazio, Provincia autonoma di Bolzano e Calabria si collocano tra il 36% e il 63%.

Dal confronto tra la popolazione interessata dalle predisposizioni tariffarie trasmesse e il numero dei corrispondenti comuni, si osserva come in talune regioni, seppure la percentuale di popolazione risulti elevata, in termini di comuni interessati il valore risulti nettamente inferiore, evidenziando, quindi, l'assenza principalmente delle predisposizioni tariffarie relative ai comuni di piccole-medie dimensioni.

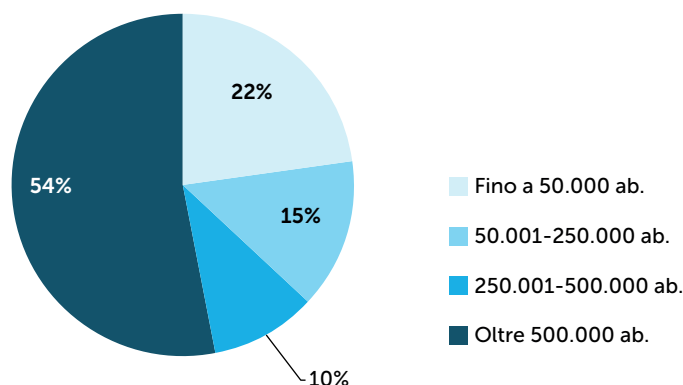
La trasmissione è stata effettuata da 2.598 ETC, 2.510 dei quali sono Comuni, mentre 88 sono rappresentati da enti sovracomunali, in particolare Enti di governo d'ambito e Unioni di Comuni¹⁶. Questi ultimi hanno presentato proposte tariffarie per 3.692 ambiti tariffari, relativi a 4.061 Comuni e 34,5 milioni di abitanti.

La successiva figura 6.13 illustra, con riferimento ai 54,5 milioni di popolazione interessata dalle proposte tariffarie trasmesse, le rilevanti differenze dimensionali degli ETC: i 39 Enti più grandi in termini di popolazione (ossia quelli

¹⁶ In diversi casi, le Unioni di comuni sono individuate come Enti di governo d'ambito.

che esercitano le proprie competenze in territori con oltre 250.000 abitanti) coprono il 64% della popolazione del campione. I restanti 2.559 riguardano, nel 96% dei casi, territori con meno di 50.000 abitanti e coprono complessivamente il 22% della popolazione del campione.

FIG. 6.13 Distribuzione degli ETC per classi dimensionali



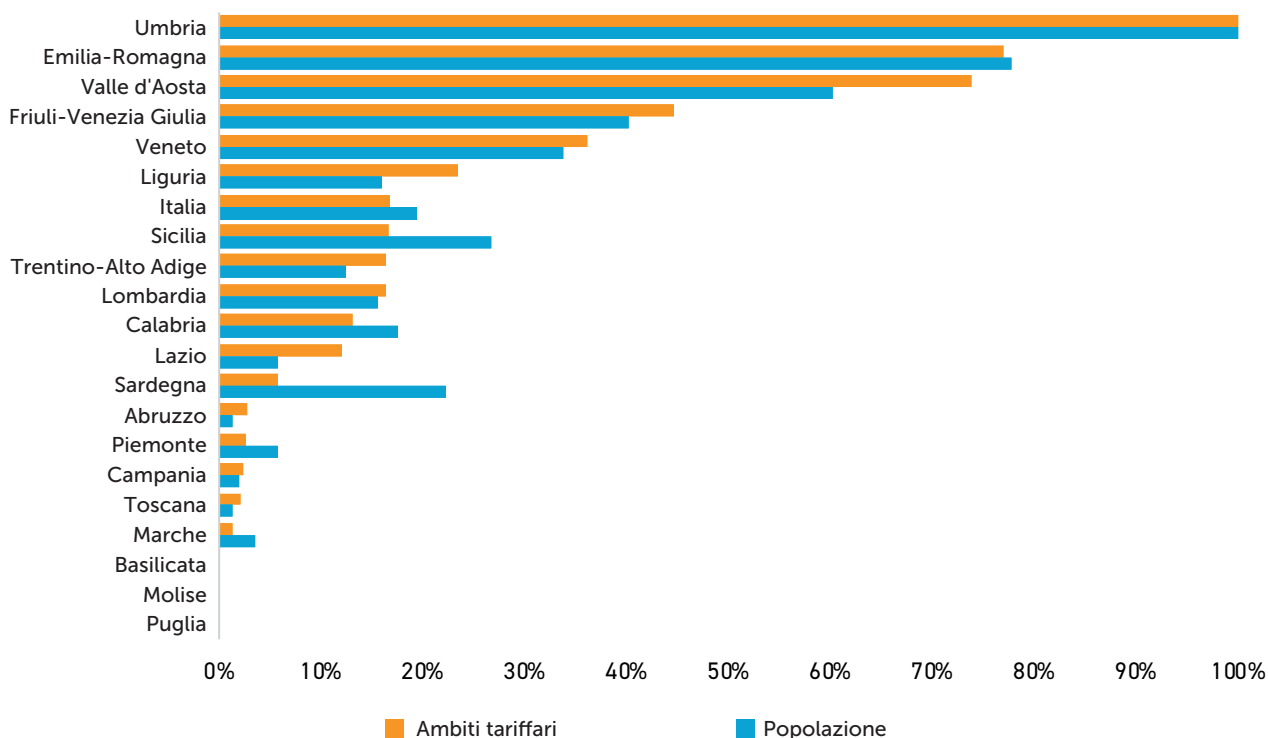
Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Rispetto alle 6.202 proposte tariffarie 2022-2025 inviate, il 17% è stato oggetto di revisione infra-periodo, interessando una popolazione pari al 19% del totale campione.

Come evidenziato nella figura 6.14, il ricorso alla revisione infra-periodo di cui al comma 8.5 della delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif sembra avere interessato principalmente le regioni del Nord Italia.

Le regioni in cui oltre il 50% degli ambiti tariffari ha usufruito di tale disposizione¹⁷ sono l'Umbria (per l'intero territorio regionale), l'Emilia-Romagna e la Valle d'Aosta (per oltre il 70% degli ambiti), viceversa per le Regioni Basilicata, Puglia e Molise non risultano pervenute revisioni infra-periodo. Friuli-Venezia Giulia, Veneto e Liguria si collocano tra il 20% e il 45%, mentre le restanti Regioni si pongono al di sotto della media del 17%, anche se in termini di popolazione, le Regioni Sicilia e Sardegna registrano percentuali più elevate della media nazionale, segnalando, evidentemente, il ricorso a tale misura per comuni di dimensione maggiore.

¹⁷ "Al verificarsi di circostanze straordinarie e tali da pregiudicare gli obiettivi indicati nel piano, gli organismi competenti di cui ai commi 7.1 e 7.2, con procedura partecipata dal gestore, in qualsiasi momento del secondo periodo regolatorio 2022-2025, possono presentare all'Autorità motivata istanza di revisione infra-periodo della predisposizione tariffaria trasmessa ai sensi del comma 7.5, come eventualmente aggiornata ai sensi del comma 8.2".

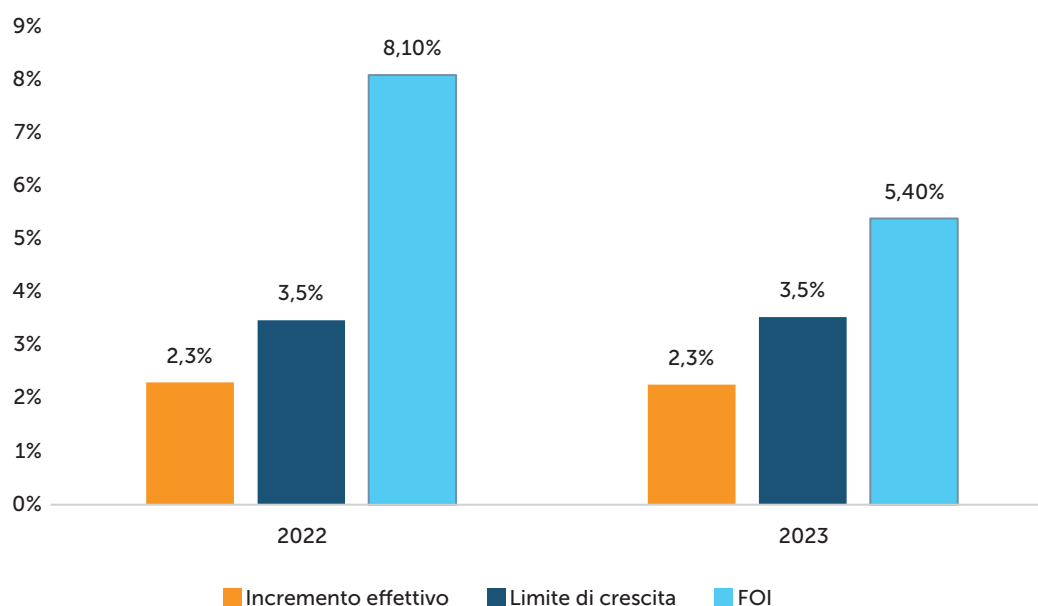
FIG. 6.14 Richieste revisioni infra-periodo per regione (% popolazione e ambiti tariffari interessati)

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Nel prosieguo sono illustrate le analisi effettuate su 5.863¹⁸ predisposizioni tariffarie relative al quadriennio 2022-2025, in particolare con riferimento all'annualità 2023. 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 2023 il limite di crescita medio determinato dagli ETC si attesta intorno al 3,6%, mentre la variazione effettiva delle entrate tariffarie risulta più contenuta e pari al 2,3%, in continuità con i valori del 2022. Mediamente il limite di crescita è stato rispettato e determinato in misura maggiore rispetto all'incremento effettivo.

¹⁸ I dati presentati di seguito si riferiscono a 5.863 predisposizioni tariffarie, rispetto alle 6.202 caricate sul portale *extranet* dedicato alla raccolta dati. Più precisamente, sono stati esclusi 339 ambiti tariffari caratterizzati o dall'indicazione sul portale di raccolta dati, da parte degli ETC interessati, di una probabile situazione di inattività complessivamente intesa di uno o più gestori, o per i quali sono state trasmesse informazioni incomplete e su formati non ufficiali.

FIG. 6.15 Variazione media annuale delle entrate e del limite di crescita¹⁹

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Nell'annualità 2023, rispetto alla precedente edizione della *Relazione Annuale* in cui il limite di crescita si è attestato, mediamente, a circa il 3,3% e l'incremento effettivo delle entrate tariffarie all'1,5%, si registra un incremento contenuto sia del limite che delle entrate tariffarie. Tale differenza è dovuta principalmente alle revisioni infra-periodo che hanno avuto effetti proprio sull'annualità 2023 e all'ampliamento del campione analizzato.

Tenuto conto della forte spinta inflazionistica verificatasi nel corso del 2022 e proseguita nel 2023, e nonostante la necessità di alcuni territori di procedere alla revisione infra-periodo, gli incrementi delle entrate tariffarie a livello nazionale risultano comunque contenuti, per effetto di quanto disposto dall'MTR-2.

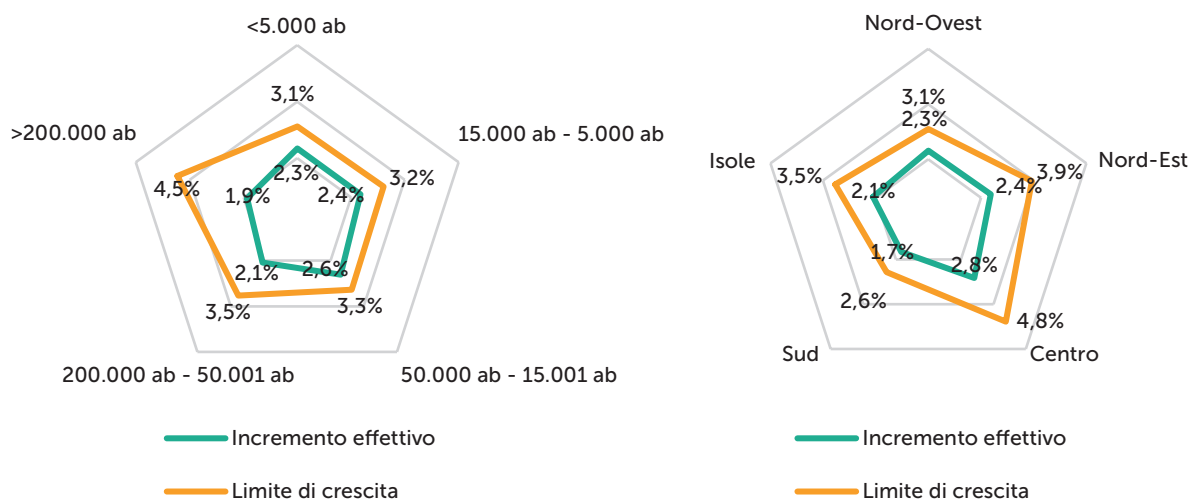
Anche se i costi effettivamente sostenuti nel 2022 e nel 2023 dalle gestioni avranno effetti a valere sull'aggiornamento biennale delle entrate tariffarie 2024 e 2025, le regole introdotte con la delibera 389/2023/R/rif hanno identificato meccanismi che assicurino, per un verso, la continuità del servizio e, per un altro, 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 rinviare anche alle annualità successive gli incrementi dei costi.

Analizzando i dati sotto il profilo dimensionale (primo grafico della figura 6.16), negli ambiti di maggiori dimensioni – oltre 200.000 abitanti – si riscontra un limite di crescita alle entrate tariffarie mediamente superiore al valore medio nazionale e pari al 4,5%, mentre il valore più contenuto si registra nei territori con meno di 5.000 abitanti, pari a circa il 3%. Osservando, invece, l'incremento annuale effettivo delle entrate tariffarie, i territori di maggiore dimensione registrano un incremento annuale molto al di sotto del limite di crescita e pari all'1,7%, mentre gli ambiti di medie dimensioni registrano incrementi oltre il 2%.

¹⁹ Il valore dell'indice di inflazione FOI riportato nella figura 6.15 è relativo agli anni solari 2022 e 2023. Si fa notare, per chiarezza, che i valori presi come riferimento dall'MTR-2 ai fini della rivalutazione dei costi per la predisposizione dei PEF 2024-2025 sono relativi a intervalli differenti dall'anno solare e, pertanto, differiscono in minima parte da quelli riportati nella figura.

A livello di macro-area (secondo grafico della figura 6.16), si osserva sia un limite di crescita sia un incremento effettivo delle entrate tariffarie maggiore nell'area Centro, pari rispettivamente al 4,8% e al 2,9%, mentre il valore più contenuto si rileva al Sud che registra un limite di crescita del 2,6% a fronte di un incremento effettivo delle entrate pari all'1,7%.

FIG. 6.16 Variazione media delle entrate tariffarie e del limite annuale di crescita nel 2023



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Nella determinazione del limite di crescita delle entrate tariffarie, taluni ETC, secondo quanto previsto dall'MTR-2, hanno valorizzato i coefficienti QL e PG, connessi al potenziamento o miglioramento del servizio o all'ampliamento delle attività svolte, e anche il coefficiente C116, valorizzato in caso di potenziali ricadute sui costi del servizio legati all'attuazione delle disposizioni introdotte dal decreto legislativo n. 116/2020²⁰.

Nel primo biennio del periodo regolatorio, la metà degli ambiti tariffari si mantiene all'interno del primo quadrante degli schemi regolatori previsti dalla matrice regolatoria di cui al comma 4.3 dell'MTR-2, dove i coefficienti QL e PG sono posti pari allo 0%; in termini di popolazione la rappresentatività dello schema I della matrice regolatoria risulta pari al 40% del totale campione analizzato (Fig. 6.17).

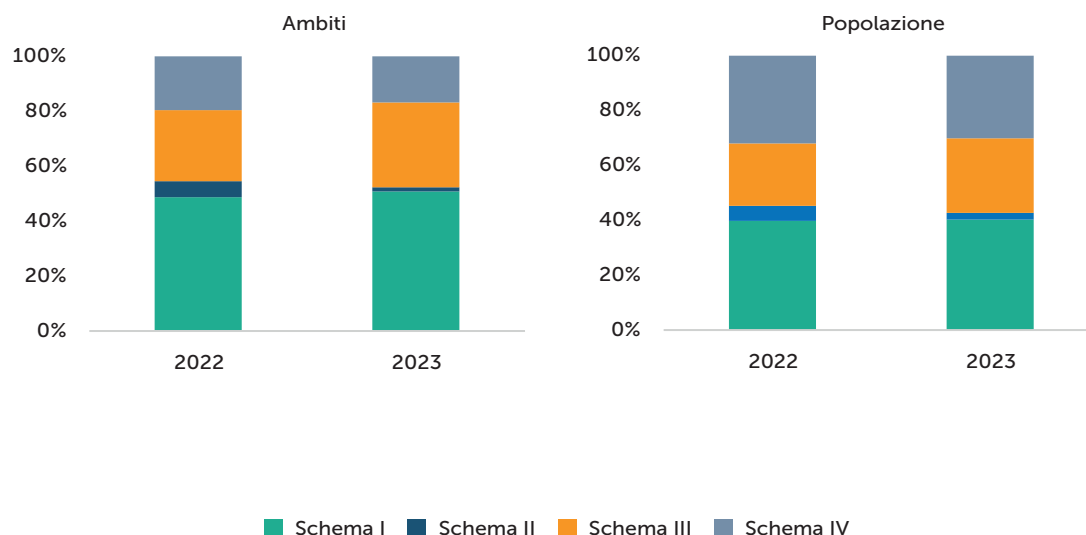
Rispetto al 2022, nel 2023 crescono gli ambiti tariffari presenti nel terzo quadrante della matrice degli schemi regolatori, che si caratterizza per la presenza di obiettivi di miglioramento e quindi per la valorizzazione del solo coefficiente QL, destinato a coprire, a partire dal 2022, anche i costi per l'adeguamento agli obblighi in termini di qualità del servizio disposti dal TQRIF.

Sebbene in termini di numerosità degli ambiti tariffari, il ricorso allo schema IV della matrice regolatoria si attesti intorno al 17%, in termini di popolazione si osserva come lo schema IV abbia un peso pari al 30%, sottintendendo,

²⁰ 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'art. 238, comma 10, del decreto legislativo n. 152/2006).

dunque, che gli obiettivi di ampliamento di perimetro e di miglioramento delle caratteristiche del servizio siano stati previsti in ambiti di dimensione maggiore.

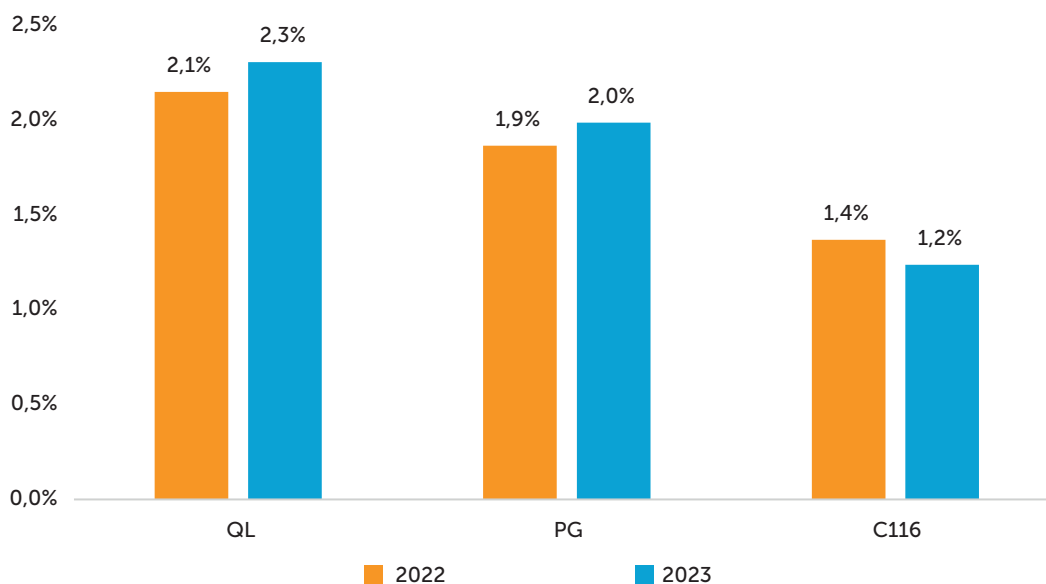
FIG. 6.17 Distribuzione degli ambiti tariffari e della relativa popolazione per schemi regolatori



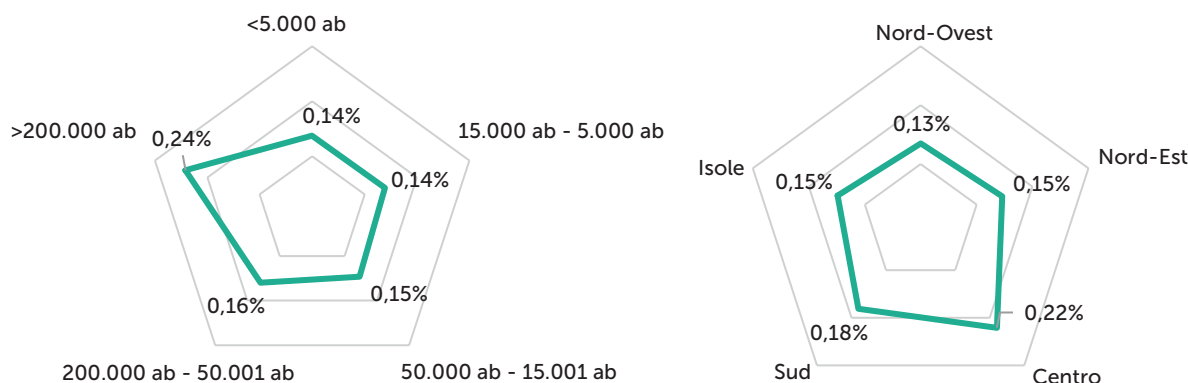
Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Esaminando più nel dettaglio la valorizzazione dei coefficienti, si osserva come nel 2023 il 48% degli ambiti tariffari, corrispondente al 57% della popolazione (schema III e schema IV) abbia valorizzato il coefficiente QL per un valore mediamente pari al 2,3%, in leggero aumento rispetto al 2022. Il coefficiente PG invece è stato valorizzato nel 19% degli ambiti (ricadenti negli schemi II e IV), in decremento rispetto al 26% degli ambiti che lo hanno valorizzato per l'annualità 2022, e ha interessato il 33% della popolazione, attestandosi mediamente intorno al 2%²¹ (Fig. 6.18). Meno frequente è stato il ricorso al coefficiente C116, valorizzato nel 5% dei casi nel 2022 e nel 3% nell'annualità 2023, per valori medi che oscillano tra l'1,2% e l'1,4%.

²¹ I valori medi dei coefficienti sono calcolati limitatamente al campione di predisposizioni tariffarie che li ha valorizzati, escludendo gli ambiti che li hanno posti pari allo 0%.

FIG. 6.18 Valori medi dei coefficienti per il limite alla crescita


Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

FIG. 6.19 Valori medi coefficiente di recupero di produttività relativi al 2023


Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 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 mantenga in tutte le annualità del periodo regolatorio 2022-2025 prossimo allo 0,2%, ossia più vicino all'estremo inferiore dell'intervallo (0,1%-0,5%) fissato dall'Autorità.

A livello dimensionale, il coefficiente risulta più elevato negli ambiti di maggiori dimensioni, pari allo 0,24%, mentre in termini di macro-area, il Centro registra mediamente il valore superiore (0,22%), seguito dal Sud con lo 0,18% (Fig. 6.19).

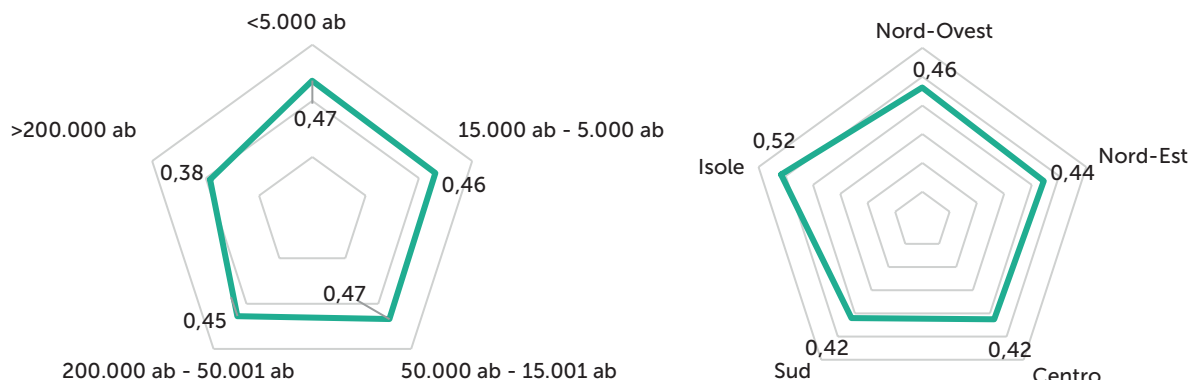
A fronte dell'impiego dei coefficienti che riflettono obiettivi specifici di miglioramento o potenziamento del servizio, le componenti previsionali di costo operativo "incentivanti" ($Col_{TV,a}^{exp}$ e $Col_{TF,a}^{exp}$) sono state previste per il 18% degli ambiti con riferimento al 2023. Risulta più consistente il ricorso alle componenti previsionali destinate alla copertura dei costi aggiuntivi finalizzati all'adeguamento al TQRIF ($CQ_{TV,a}^{exp}$ e $CQ_{TF,a}^{exp}$), impiegate nel 37% dei casi, mentre appare molto meno frequente la valorizzazione delle componenti di anticipazione dei maggiori o minori costi legati all'attuazione del decreto legislativo n. 116/2020, alle quali hanno fatto ricorso solo il 2% degli ambiti tariffari. Come si osserverà nella figura 6.23, nonostante il ricorso alla valorizzazione della componente CQ sia frequente, il relativo peso rispetto al totale dei costi coperti dal calcolo tariffario resta piuttosto contenuto (sotto l'1% del totale).

In relazione ai fattori di *sharing* per il sostegno ai processi di investimento per la *circular economy*, i valori assunti dal parametro ω_a riflettono la prevalenza di valutazioni positive della qualità ambientale dei servizi offerti dai gestori del servizio integrato (in media il coefficiente $1+\gamma$ risulta pari allo 0,73): nel 2023 il parametro assume un valore pari a 0,1 per circa il 65% degli ambiti tariffari, pari a 0,2 o 0,3 per circa il 19% degli stessi e pari a 0,4 per gli ambiti residui (16%). Il valore medio si attesta intorno allo 0,19, più vicino all'estremo inferiore dell'intervallo (0,1;0,4) individuato dall'Autorità. In termini dimensionali, sono gli ambiti di maggiori dimensioni ad aver fissato un più alto e pari allo 0,27, mentre in termini di macro-area, le Regioni del Nord presentano mediamente valori al di sotto dello 0,16, mentre Centro, Sud e Isole si collocano oltre il valore di 0,2 (Fig. 6.20).

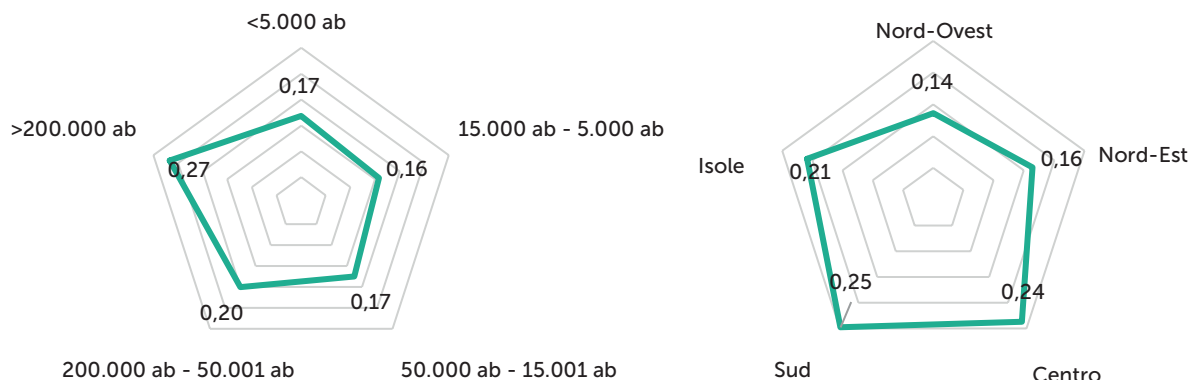
Il fattore di *sharing* b_a è stato valorizzato nel 50% dei casi nell'intervallo (0,5; 0,6), pur in presenza di valutazioni positive della qualità ambientale dei servizi offerti dai gestori in circa l'88% del campione segnalando, evidentemente, un'esigenza di valorizzazione del fattore di *sharing* a tutela dell'utenza, mentre nel rimanente 12% dei casi riflette, effettivamente, un giudizio negativo sulle prestazioni ambientali dei gestori. Per la restante metà degli ambiti tariffari, il 39% risulta aver individuato un valore di b_a tra (0,3; 0,4), mentre il 12% un valore compreso nell'intervallo (0,4; 0,5).

Mediamente b_a assume valori pari allo 0,45, più sbilanciato verso l'estremo superiore dell'intervallo individuato dall'Autorità (0,3; 0,6)²²; tale valore scende intorno allo 0,38 per gli ambiti di dimensione maggiore (oltre 200.000 abitanti), mentre in termini di macro-area, nelle Isole si registra il dato medio più elevato: 0,52 (Fig. 6.21).

22 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).

FIG. 6.20 Valori medi del parametro ω nel 2023


Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

FIG. 6.21 Valori medi del fattore di sharing b nel biennio 2023


Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Per l'annualità 2023 complessivamente si è registrato un ammontare di costi sottesi alle entrate tariffarie pari a circa 11,4 miliardi di euro²³, da cui deriva un totale entrate tariffarie validate pari a 10,8 miliardi di euro²⁴.

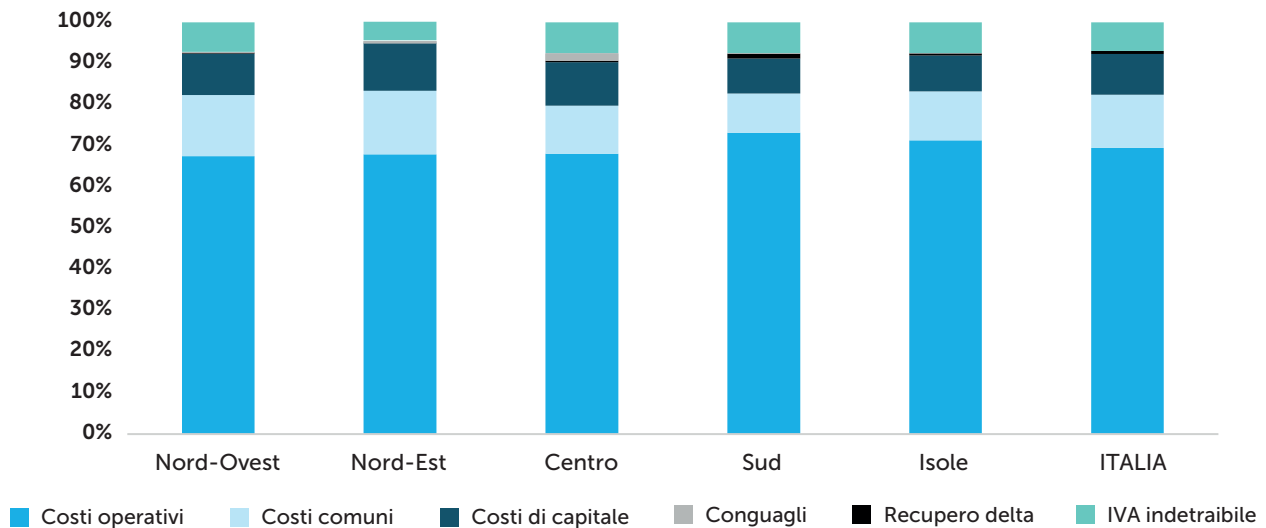
L'analisi dei piani economico-finanziari evidenzia un peso preponderante dei costi operativi di gestione e dei costi comuni che rappresentano circa l'80% dei costi complessivi, mentre i costi di capitale valgono quasi il 10%. La quota restante è costituita prevalentemente dall'IVA indetraibile a carico degli utenti finali, essendo molto contenuto, a livello aggregato, il peso dei conguagli e degli importi eccedenti il limite oggetto di rimodulazione tra le annualità del periodo regolatorio.

²³ Si tratta dei costi determinati su base storica (a partire dalle scritture contabili obbligatorie) secondo quanto previsto dall'art. 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 2023, circa 311 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.

²⁴ Il valore si riferisce al totale entrate effettivamente validate dagli ETC e quindi totale 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.

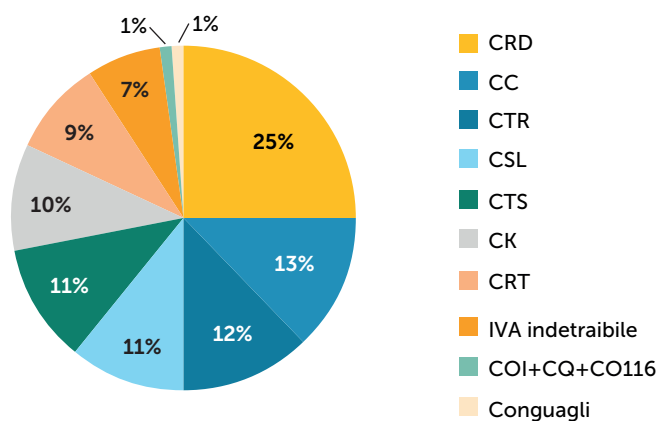
In termini di macro-area non emergono particolari differenze nel peso delle categorie di costo, si può tuttavia osservare una maggiore incidenza dei costi operativi per il Sud e le Isole, mentre un peso superiore per costi comuni e costi di capitale per le aree del Nord e del Centro, dove effettivamente è maggiore la presenza di gestori integrati e quindi di costi di capitale; nel Nord-Est, il peso contenuto dell'IVA indetraibile deriva dalla forte presenza di ambiti tariffari in cui vige il regime di tariffa corrispettiva (Fig. 6.22).

FIG. 6.22 Composizione media dei costi PEF nel 2023 (in %)



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

FIG. 6.23 Composizione media dei costi di gestione nel 2023 (in %) – dettaglio per componente



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

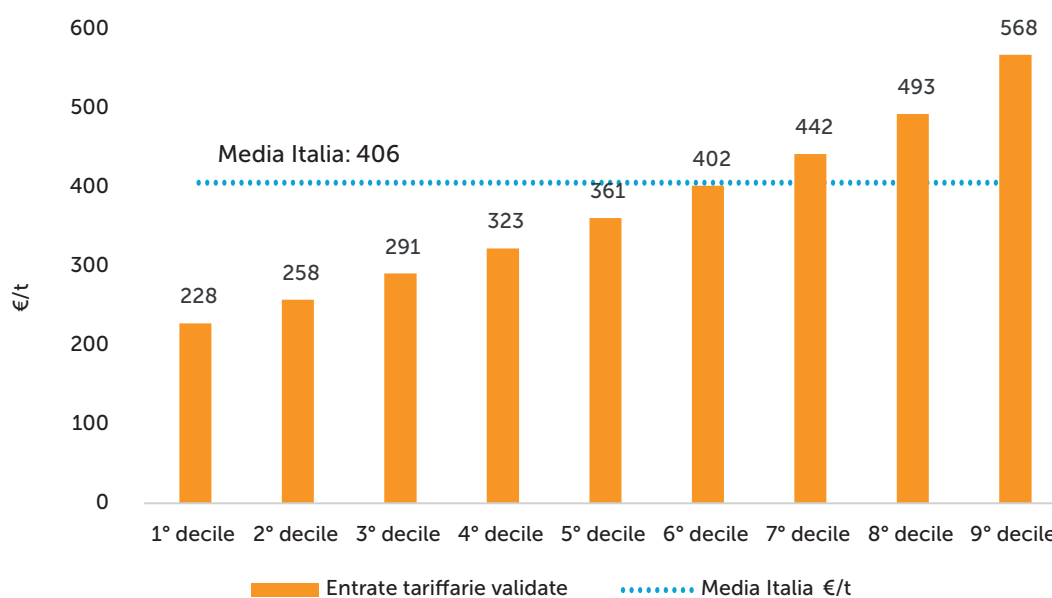
La figura 6.23 mostra più nel dettaglio la composizione delle entrate tariffarie in base alle diverse componenti di costo: la quota di oneri attribuibile alla componente CRD_a risulta la più significativa, con un peso medio pari al 25% del totale dei costi. Le componenti CTR_a e CTS_a, considerate congiuntamente, raggiungono una quota di poco inferiore (23%), il CRT_a vale il 9%; in riferimento alle componenti delle "entrate tariffarie fisse", i costi comuni

(CC_{ar} , inclusivi dei costi di gestione della tariffa) e i costi operativi dello spazzamento (CSL_{ar}) 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, così come quelle di conguaglio pesano, in media, l'1% circa. Tali percentuali si mantengono stabili rispetto all'annualità 2022.

Complessivamente, le entrate tariffarie validate dai singoli ETC nel 2023 sono risultate pari a 10,8 miliardi di euro²⁵, registrando un valore medio unitario in termini di tonnellate pari a circa 406 €/t²⁶.

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 228 €/t di rifiuto prodotto e 568 €/t. Inoltre, per le predisposizioni che ricadono al di fuori dell'intervallo appena descritto, si osservano valori delle entrate che si discostano, in taluni casi, in misura significativa dai suddetti valori-limite. Nel 50% dei casi il valore risulta pari a 361 €/t al di sotto del valore medio nazionale, che si attesta intorno ai 406 €/t.

FIG. 6.24 Distribuzione delle proposte tariffarie per livello delle entrate tariffarie relative al 2023



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Nella figura 6.25, per ciascuna macro-area è illustrata la composizione media delle entrate tariffarie validate dagli ETC per l'annualità 2023 ed espressa in termini unitari, ovvero per tonnellate di rifiuti urbani prodotti. A livello nazionale, le entrate tariffarie si attestano intorno ai 406 €/t, valori inferiori si registrano nel Nord-Ovest (357 €/t) e nel Nord-Est (320 €/t), mentre le restanti aree registrano costi unitari nettamente sopra il valore medio e pari a 451 €/t per il Centro, 470 €/t per il Sud e 485 €/t per le Isole.

²⁵ 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.

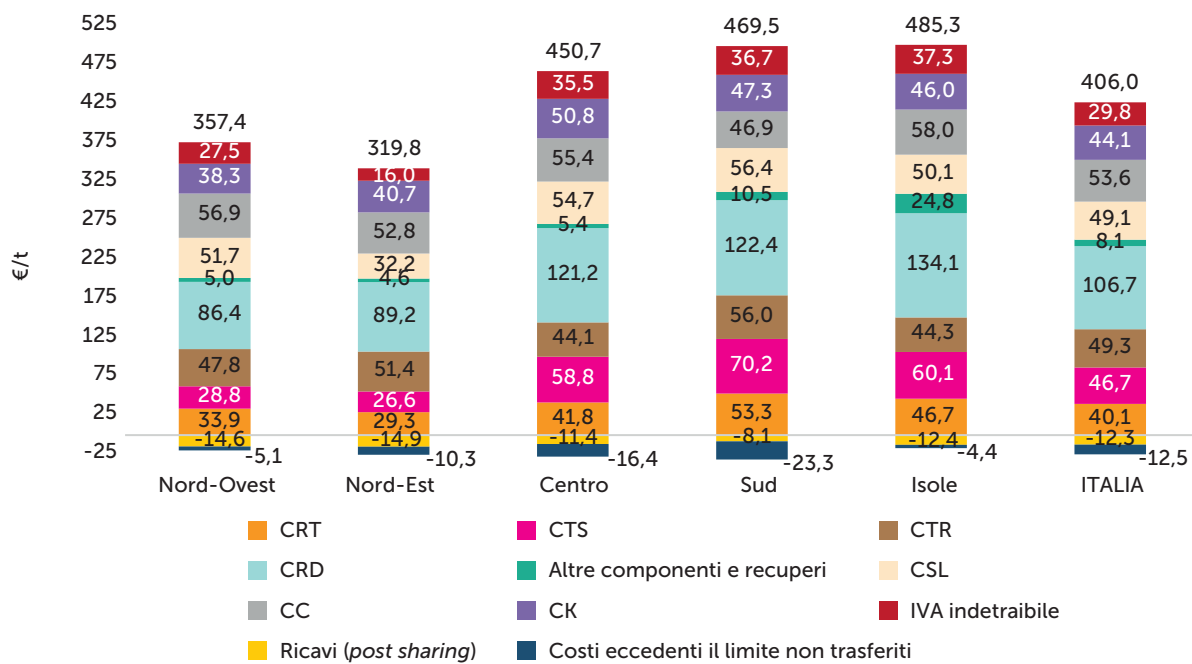
²⁶ Ai fini delle analisi sono state considerate le tonnellate di rifiuti urbani prodotte nel 2021 da ciascun ambito tariffario. Il dato medio unitario risulta in linea con il valore del 2022 riportato nella *Relazione Annuale 2022*, nonostante l'incremento annuale dei costi sia stato del 2% (come presentato in figura 6.15): ciò è principalmente riconducibile a un incremento dei quantitativi prodotti nel 2021 più che proporzionale a quello dei costi riferiti alla medesima annualità.

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.

Oltre alle singole componenti di costo che determinano le entrate tariffarie, la figura 6.25 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.

In relazione ai ricavi da recupero di materia e/o di energia, si osservano valori unitari maggiori per le aree del Nord, 15 €/t, rispetto al Centro e Sud, dove i valori unitari oscillano tra gli 8 €/t e i 12 €/t. Tali differenze possono essere in parte riconducibili anche al diverso livello di *performance* raggiunto in termini di raccolta differenziata e di percentuali di avvio a recupero: il coefficiente (1+y) risulta infatti mediamente pari a 0,80 per il Nord-Ovest, 0,78 per il Nord-Est, 0,69 per il Centro, 0,63 per il Sud e 0,73 per le Isole.

FIG. 6.25 Entrate tariffarie medie unitarie 2023 per macro-area – dettaglio per componente



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Come richiamato nell'introduzione di questo capitolo, nel corso del 2023 sono proseguite le attività di istruttoria e approvazione delle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2022-2025, nonché al periodo 2020

e 2021: la tavola 6.1 descrive lo stato delle approvazioni delle predisposizioni relative a ciascuna annualità dei primi due periodi regolatori²⁷.

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 17,5 milioni di abitanti (30% della popolazione nazionale); il corrispondente dato per il 2021 è di 16 milioni di abitanti (27% della popolazione nazionale); infine, 12,2 milioni di abitanti sono stati interessati dall'approvazione dei Piani economico-finanziari relativi a tutte le annualità del primo e del secondo periodo regolatorio (circa il 20% della popolazione nazionale).

Il numero di ambiti tariffari è pari a 443 per il 2020, corrispondenti a un totale complessivo di 608 Comuni, nel 2021 risultano approvati 344 ambiti tariffari corrispondenti a 538 Comuni, mentre per il 2022 gli ambiti sono 133 per un totale di 328 Comuni.

La variazione su base annuale delle entrate tariffarie per le predisposizioni approvate dall'Autorità è pari a circa l'1,31% per il 2020 e l'1,66% per il 2021, mentre con riferimento al quadriennio 2022-2025, per il 2022 è pari al -0,002% (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 6.14 – indica una crescita delle entrate tariffarie pari a circa il 2% per il 2022), nel 2023 pari all'1,39%, e, infine, per il 2024 e il 2025, annualità per le quali è previsto l'aggiornamento tariffario biennale, i valori sono rispettivamente dell'1,02% e dello 0,77%²⁸.

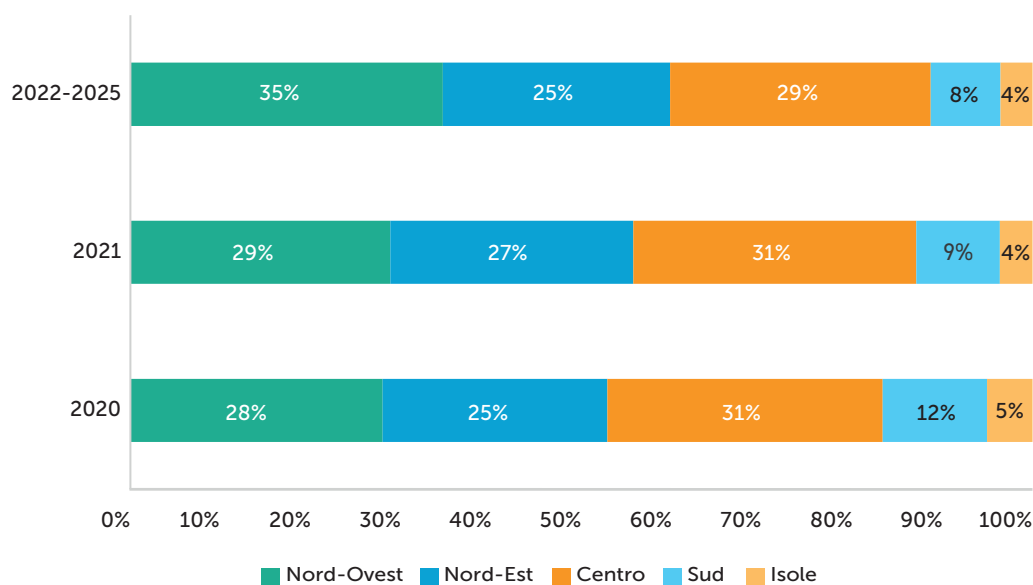
TAV. 6.1 *Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità*

ANNUALITÀ DI RIFERIMENTO DEL PEF	NUMERO ENTI TERRITORIALMENTE COMPETENTI	NUMERO AMBITI TARIFFARI	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (MILIONI DI ABITANTI)	NUMERO COMUNI SERVITI	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE
2020	90	443	493	17,5	608	1,31%
2021	68	344	396	16,0	538	1,64%
2022	57	133	175	12,2	328	-0,002%
2023	57	133	173	12,2	328	1,39%
2024	57	133	172	12,2	328	1,02%
2025	57	133	172	12,2	328	0,77%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative alle annualità dal 2020 al 2025.

²⁷ I dati e le approvazioni tariffarie relativi sia al primo periodo regolatorio che al secondo sono aggiornati al 21 maggio 2024.

²⁸ I dati rappresentati nella tavola 6.2 sono dati medi delle variazioni delle entrate tariffarie, ponderate per la popolazione residente in ciascun ambito tariffario.

FIG. 6.26 Distribuzione geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni dal 2020 al 2025.

Come si osserva dal grafico riportato in figura 6.26, le approvazioni delle predisposizioni tariffarie riguardano, in termini di abitanti, prevalentemente gli ambiti delle macro-aree settentrionali e centrali (dove risiede il 66% della popolazione nazionale), mentre la popolazione interessata dalle medesime scende mediamente al di sotto del 15% nelle aree meridionali.

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 a 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 e 6.5, con riferimento rispettivamente alle predisposizioni tariffarie approvate dall’Autorità per le annualità 2020, 2021, 2022 e 2023, illustrano i dati medi delle entrate tariffarie *pro capite* e delle relative variazioni annuali²⁹ secondo la dimensione dell’ambito tariffario espressa in termini di abitanti.

²⁹ Ancora una volta, si tratta di medie ponderate per la popolazione di ciascun ambito tariffario.

TAV. 6.2 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE POPOLAZIONE	NUMERO AMBITI TARIFFARI	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	186	353.183	195,3	1,8%
5.001-15.000 ab.	117	1.049.761	168,7	1,0%
15.001-50.000 ab.	59	1.788.720	190,5	1,5%
50.001-200.000 ab.	68	5.985.819	213,7	0,8%
Oltre 200.000 ab.	13	8.355.979	248,4	1,7%
Totale complessivo	443	17.533.462	224,8	1,31%

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	NUMERO AMBITI TARIFFARI	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	155	296.461	204,1	1,4%
5.001-15.000 ab.	67	602.887	194,2	1,5%
15.001-50.000 ab.	47	1.464.505	193,0	1,9%
50.001-200.000 ab.	62	5.392.331	210,9	1,3%
Oltre 200.000 ab.	13	8.299.841	247,4	1,8%
Totale complessivo	344	16.056.025	227,4	1,64%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2021.

TAV. 6.4 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2022, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE POPOLAZIONE	NUMERO AMBITI TARIFFARI	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	43	68.418	168	2%
5.001-15.000 ab.	13	125.988	175	2%
15.001-50.000 ab.	26	874.693	182	3%
50.001-200.000 ab.	39	3.099.399	200	2%
Oltre 200.000 ab.	12	8.041.810	244	-1,2%
Totale complessivo	133	12.210.308	227	-0,002%(A)

(A) Il dato risente di un decremento registrato in un ambito tariffario di grandi dimensioni.

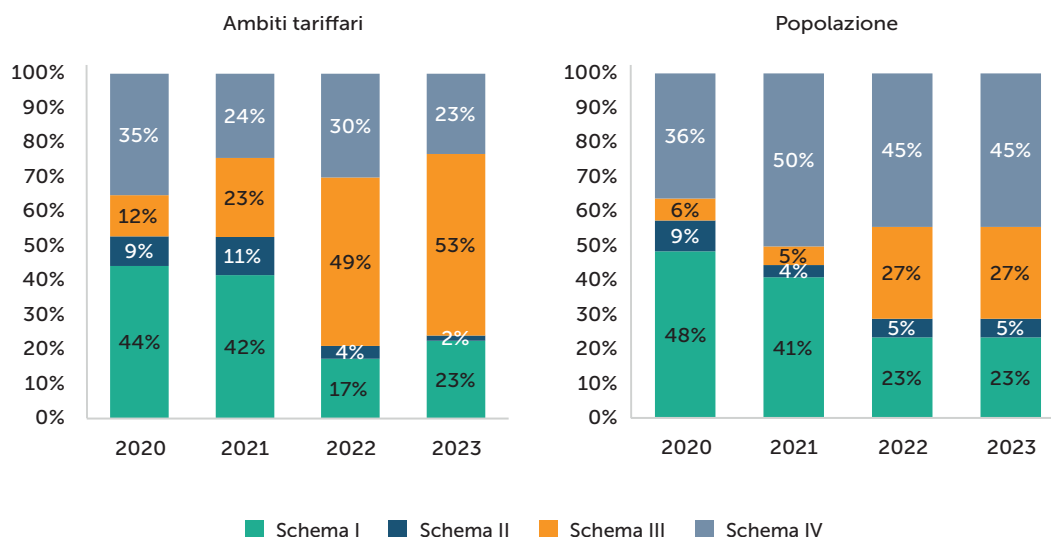
Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2022.

TAV. 6.5 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2023, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE POPOLAZIONE	NUMERO AMBITI TARIFFARI	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	43	68.418	171,2	1,6%
5.001-15.000 ab.	13	125.988	175,1	-0,3%
15.001-50.000 ab.	26	874.693	186,6	2,6%
50.001-200.000 ab.	39	3.099.399	203,7	1,8%
Oltre 200.000 ab.	12	8.041.810	246,3	1,1%
Totale complessivo	133	12.210.308	230,0	1,39%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2023.

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 6.27 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.

FIG. 6.27 Schemi regolatori selezionati dagli Enti territorialmente competenti (predisposizioni approvate dall'Autorità)

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021 e al biennio 2022-2023.

Dalla lettura combinata dei due grafici emerge, in particolare, rispetto alla *Relazione Annuale 2022*, un aumento nelle annualità 2022 e 2023 degli ambiti, prevalentemente di dimensione maggiore, che si collocano negli schemi III e IV della matrice regolatoria, evidenziando, dunque, un incremento dei casi in cui sono stati individuati obiettivi di miglioramento delle prestazioni erogate e di ampliamento dei servizi resi; in particolare, per gli ambiti

che si collocano nello schema III della matrice, gli obiettivi sottesi alla valorizzazione del coefficiente QL sono risultati connessi principalmente all'implementazione del TQRIF³⁰:

- si collocano nello schema I – in quanto l'ETC non ha individuato alcuna variazione di perimetro gestionale né di qualità delle prestazioni – il 37% dei 443 ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria 2020, il 42% dei 344 ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione 2021 e, rispettivamente, il 17% e 23% dei 133 ambiti per cui è stata approvata la proposta relativa alle annualità 2022 e 2023; per i menzionati gruppi di ambiti tariffari è stata approvata una variazione tariffaria media annua pari allo 0,01% per l'annualità 2020, all'1,6% per l'annualità 2021 e allo 0,28% e 0,31% rispettivamente per le annualità 2022 e 2023³¹;
- si collocano nello schema II – in quanto l'ETC ha fissato obiettivi di variazione del perimetro gestionale, mentre non ha individuato alcun obiettivo di miglioramento della qualità del servizio – il 9% degli ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria del 2020, l'11% degli ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria 2021, mentre per le annualità 2022 e 2023 si collocano in tale quadrante rispettivamente il 4% e il 2% degli ambiti interessati dall'approvazione dell'Autorità; nonostante la valorizzazione del coefficiente PG, la variazione media delle entrate tariffarie risulta comunque contenuta e pari all'1,65% nel 2020, 1,21% nel 2021, 1,06% nel 2022 e 1,7% nel 2023;
- si collocano nello schema III – in quanto l'ETC non ha individuato alcuna variazione di perimetro, ma ha previsto il miglioramento della qualità delle prestazioni rispetto a quanto realizzato in passato – il 12% degli ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria del 2020, il 23% degli ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria del 2021, mentre per le annualità 2022 e 2023 si collocano in tale quadrante rispettivamente il 49% e 53% degli ambiti interessati dall'approvazione dell'Autorità; anche in tali casi, seppur in presenza di obiettivi di miglioramento delle prestazioni erogate, la variazione media delle entrate tariffarie risulta contenuta e al di sotto dei limiti di crescita: 2% nel 2020, 3,5% nel 2021, 0,57% nel 2022 e 1,38% nel 2023;
- si collocano, infine, nello schema IV – in quanto l'ETC ha fissato sia obiettivi specifici di variazione del perimetro gestionale, sia target di miglioramento dei livelli di qualità – il 42% degli ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria del 2020, il 24% degli ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria 2021, mentre per le annualità 2022 e 2023 si collocano in tale quadrante rispettivamente il 30% e 23% degli ambiti interessati dall'approvazione dell'Autorità; anche in tali casi, seppur in presenza di obiettivi di miglioramento delle prestazioni erogate, la variazione media delle entrate tariffarie risulta nei limiti di crescita e pari al 2,6% nel 2020, 1,5% nel 2021, -0,62%³² nel 2022 e 1,63% nel 2023.

Con riferimento ai costi operativi incentivanti $Co_{TV,a}^{exp}$ e $Co_{TF,a}^{exp}$ ³³, l'Autorità ne ha riscontrato la valorizzazione, nel Piano economico-finanziario 2020 per 103 predisposizioni sulle 443 approvate (23%) e nel Piano economico-finanziario 2021 per 90 predisposizioni sulle 344 approvate (26%); nelle prime due annualità del secondo periodo regolatorio 2022 e 2023 il ricorso alla valorizzazione della componente tariffaria Co_a^{exp} scende rispettivamente al 17% e 13% 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 20% e 23% degli ambiti rispetto alle 133 predisposizioni tariffarie 2022-2025 approvate.

30 Si ricorda che, per le annualità 2020 e 2021, oltre alla valorizzazione dei coefficienti QL e PG, è stato possibile ricorrere a 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.

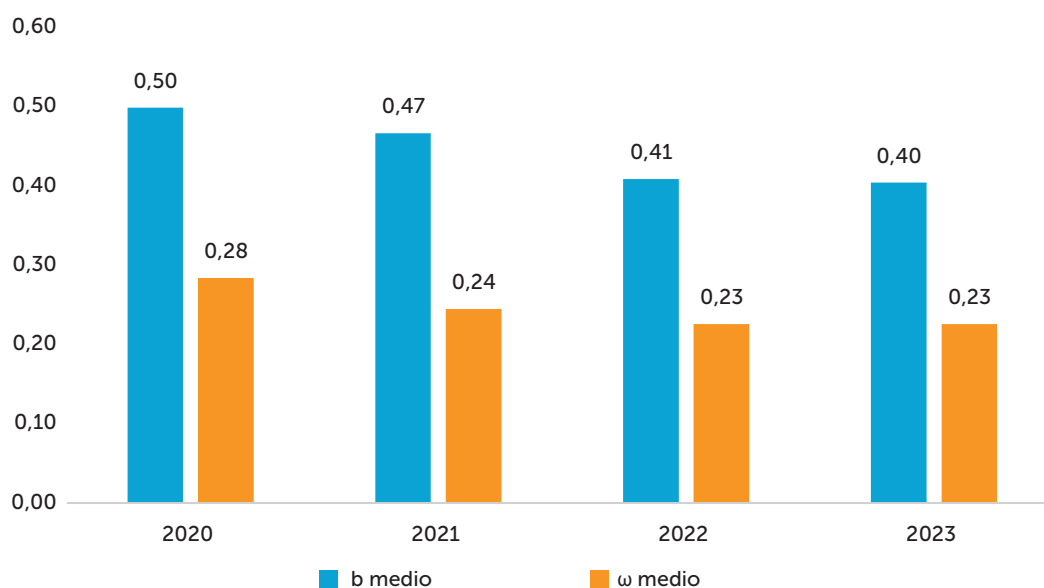
31 Nello schema I sono stati ricompresi anche gli ambiti tariffari relativi a casi di inerzia del gestore, per i quali l'ETC ha attivato i meccanismi di garanzia (si veda il comma 9.3 dell'MTR-2).

32 Il dato risente di un decremento registrato in un ambito tariffario di grandi dimensioni.

33 Si ricorda che $Co_{TV,a}^{exp}$ e $Co_{TF,a}^{exp}$ 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.

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.

FIG. 6.28 Valori medi b e ω (predisposizioni approvate dall'Autorità)



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021 e al biennio 2022-2023.

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

AB Comunicazioni

Stampa

Maggioli Editore



arera.it