



# ARERA

Autorità di Regolazione  
per Energia Reti e Ambiente

**RELAZIONE  
ANNUALE**

**STATO  
DEI SERVIZI  
2022**

**VOLUME 1**



# ARERA

Autorità di Regolazione  
per Energia Reti e Ambiente



**RELAZIONE  
ANNUALE**

**STATO  
DEI SERVIZI  
2022**

**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

---

<b> Mercati internazionali dei prodotti energetici</b>	»	26
• Economia internazionale	»	26
• Mercato internazionale del petrolio	»	28
• Mercato internazionale del gas naturale	»	35
• Mercato internazionale del GNL	»	47
• Mercato internazionale del carbone	»	50
<b> Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione</b>	»	54
<b> Prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nell'Unione europea</b>	»	55
• Prezzi dell'energia elettrica	»	56
• Prezzi del gas	»	67
<b> Domanda e offerta di energia in Italia</b>	»	78
<b> Sistemi idrici in Europa</b>	»	82
• Siccità in Europa	»	82
<b> Rifiuti urbani e assimilati in Europa</b>	»	87
• Verso un cambio di strategia?	»	87

## Capitolo 2

### **Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico**

» 99

---

<b> Domanda e offerta di energia elettrica nel 2022</b>	»	100
<b> Mercato e concorrenza</b>	»	103
• Struttura dell'offerta di energia elettrica	»	103
• Infrastrutture elettriche	»	117
• Mercato all'ingrosso	»	133
• Mercato dei Titoli di efficienza energetica	»	140
• Mercato finale della vendita	»	141
<b> Prezzi e tariffe</b>	»	190
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	»	190
• Prezzi del mercato al dettaglio	»	191
<b> Qualità del servizio</b>	»	200
• Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	»	200
• Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	»	204
• Durata di interruzioni di energia elettrica con preavviso	»	209
• Qualità della tensione sulle reti in media tensione	»	213
• Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	»	217
• Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica	»	226

## Capitolo 3

### Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

pag. 235

<b>Domanda e offerta di gas naturale</b>	» 236
<b>Mercato e concorrenza</b>	» 240
• Struttura dell'offerta di gas	» 240
• Infrastrutture del gas	» 247
• Mercato all'ingrosso del gas	» 270
• Mercato finale al dettaglio	» 283
• Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	» 303
<b>Prezzi e tariffe</b>	» 308
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	» 308
• Prezzi del mercato al dettaglio	» 315
• Condizioni economiche di riferimento	» 317
<b>Qualità del servizio</b>	» 325
• Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale	» 325
• Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	» 329
• Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas	» 340
• Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas	» 343
• Qualità commerciale del servizio di vendita del gas naturale	» 347

## Capitolo 4

### Struttura, prezzi e qualità nel settore del telecalore

» 355

<b>Struttura del mercato</b>	» 356
• Stato di diffusione del servizio	» 356
• Caratteristiche dell'offerta	» 357
• Caratteristiche della domanda	» 360
• Operatori del servizio di telecalore	» 362
<b>Prezzi del servizio</b>	» 364
• Prezzi di fornitura del teleriscaldamento	» 364
• Prezzi di fornitura del teleraffrescamento	» 370
<b>Qualità del servizio</b>	» 371
• Sicurezza e continuità del servizio	» 371
• Qualità commerciale del servizio	» 376
• Misura dell'energia termica	» 379

## Capitolo 5

### Stato dei servizi idrici

pag. 385

<b>Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica</b>	» 386
• Servizio di acquedotto	» 387
• Servizio di fognatura	» 409
• Servizio di depurazione	» 415
• Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione	» 428
<b>Investimenti e tariffe</b>	» 444
• Stato delle approvazioni tariffarie per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	» 444
• Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità	» 450
• Variazioni tariffarie e investimenti	» 461
<b>Qualità contrattuale</b>	» 470
• Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2022	» 473
• Macro-indicatori di qualità contrattuale	» 483
• Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale	» 490

## Capitolo 6

### Struttura, tariffe e qualità nel settore dei rifiuti urbani

» 495

<b>Monitoraggio degli assetti istituzionali locali</b>	» 496
• Delimitazione degli ambiti territoriali ottimali	» 497
• Costituzione degli Enti di governo dell'ambito	» 505
• Partecipazione degli enti locali agli EGATO	» 510
<b>Struttura del settore</b>	» 511
<b>Produzione e raccolta dei rifiuti</b>	» 514
<b>Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio</b>	» 519
• Predisposizioni tariffarie 2022-2025 trasmesse all'Autorità	» 521
• Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità	» 531
• Predisposizioni 2022-2025 per i servizi di trattamento	» 536
• Meccanismi di garanzia	» 537
<b>Qualità del servizio: posizionamento delle gestioni nella matrice degli schemi regolatori</b>	» 538

# Indice delle tavole

<b>TAV. 1.1</b>	Tassi di crescita dell'economia mondiale (valori percentuali)	pag. 27
<b>TAV. 1.2</b>	Domanda mondiale di petrolio dal 2018 al 2022 e previsione per il 2023 (in milioni di barili/giorno)	» 29
<b>TAV. 1.3</b>	Produzione mondiale di petrolio dal 2017 al 2022 e previsione per il 2023 (in milioni di barili/giorno)	» 30
<b>TAV. 1.4</b>	Produzione trimestrale di greggio OPEC (in milioni di barili/giorno)	» 31
<b>TAV. 1.5</b>	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno (in milioni di barili/giorno)	» 32
<b>TAV. 1.6</b>	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo (G(m <sup>3</sup> ))	» 36
<b>TAV. 1.7</b>	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (G(m <sup>3</sup> ))	» 37
<b>TAV. 1.8</b>	Consumi di gas naturale nell'Unione europea (G(m <sup>3</sup> ))	» 38
<b>TAV. 1.9</b>	Produzione di gas naturale nelle principali aree del mondo (G(m <sup>3</sup> ))	» 40
<b>TAV. 1.10</b>	Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (G(m <sup>3</sup> ))	» 40
<b>TAV. 1.11</b>	Paesi importatori nell'Unione europea e fornitori di GNL nel 2022 (in Mt)	» 49
<b>TAV. 1.12</b>	Mercato Internazionale del carbone (in Mt)	» 52
<b>TAV. 1.13</b>	Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Europa (in c€/kWh)	» 57
<b>TAV. 1.14</b>	Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali in Europa (in c€/kWh)	» 63
<b>TAV. 1.15</b>	Prezzi del gas naturale per usi domestici in Europa (in c€/kWh)	» 68
<b>TAV. 1.16</b>	Prezzi del gas naturale per usi industriali in Europa (in c€/kWh)	» 73
<b>TAV. 1.17</b>	Bilancio energetico nazionale nel 2021 e nel 2022 (in ktep)	» 79
<b>TAV. 1.18</b>	Totale prelievi idrici in Europa (in M(m <sup>3</sup> ))	» 82
<b>TAV. 1.19</b>	Percentuale di popolazione collegata almeno al trattamento secondario delle acque reflue urbane	» 83
<b>TAV. 1.20</b>	Acque reflue urbane raccolte e livello di trattamento applicato in percentuale della popolazione (valori percentuali)	» 85
<b>TAV. 1.21</b>	Quote di smaltimento dei fanghi di depurazione dal trattamento delle acque reflue urbane nel 2020, per metodo di smaltimento (valori percentuali)	» 86
<b>TAV. 2.1</b>	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2021 e nel 2022 (in GWh)	» 100
<b>TAV. 2.2</b>	Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2022 (TWh)	» 101
<b>TAV. 2.3</b>	Produzione lorda per fonte dal 2018 al 2022 (in GWh)	» 103
<b>TAV. 2.4</b>	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti (in GW)	» 105
<b>TAV. 2.5</b>	Produttori, impianti e generazione per fonte	» 105
<b>TAV. 2.6</b>	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2022 per fonte	» 108
<b>TAV. 2.7</b>	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2022	» 109
<b>TAV. 2.8</b>	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2022	» 110
<b>TAV. 2.9</b>	Presenza territoriale degli operatori nel 2022	» 111
<b>TAV. 2.10</b>	Presenza territoriale degli operatori nel 2022	» 112
<b>TAV. 2.11</b>	Asset della Rete di trasmissione nazionale (dati al 31 dicembre dell'anno indicato)	» 117
<b>TAV. 2.12</b>	Capacità di interconnessione con l'estero (in MW; capacità nei giorni da lunedì a sabato e nelle ore di picco (7:00-23:00))	» 119
<b>TAV. 2.13</b>	Attività dei distributori elettrici dal 2017	» 122
<b>TAV. 2.14</b>	Composizione societaria dei distributori nel 2022	» 123
<b>TAV. 2.15</b>	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2022 (in km)	» 124
<b>TAV. 2.16</b>	Distribuzione di energia elettrica delle maggiori società di distribuzione nel 2022 (volumi distribuiti in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 125

<b>TAV. 2.17</b>	Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2022 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	pag. 126
<b>TAV. 2.18</b>	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2022 per classe di potenza (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)	» 127
<b>TAV. 2.19</b>	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2022 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)	» 129
<b>TAV. 2.20</b>	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "Altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2022 per livello di potenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)	» 130
<b>TAV. 2.21</b>	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento	» 132
<b>TAV. 2.22</b>	Contrattazione dei titoli di efficienza energetica (numero di TEE e prezzi in €/tep)	» 141
<b>TAV. 2.23</b>	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2022	» 142
<b>TAV. 2.24</b>	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)	» 143
<b>TAV. 2.25</b>	Vendite finali di energia elettrica nel 2022 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 145
<b>TAV. 2.26</b>	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 149
<b>TAV. 2.27</b>	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per regione nel 2022	» 151
<b>TAV. 2.28</b>	Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2022 (in GWh)	» 152
<b>TAV. 2.29</b>	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 154
<b>TAV. 2.30</b>	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 155
<b>TAV. 2.31</b>	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 156
<b>TAV. 2.32</b>	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2022 (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 156
<b>TAV. 2.33</b>	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2022 (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e consumi medi in kWh)	» 157
<b>TAV. 2.34</b>	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2022 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 158
<b>TAV. 2.35</b>	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 160
<b>TAV. 2.36</b>	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 160
<b>TAV. 2.37</b>	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 162
<b>TAV. 2.38</b>	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2022 (volumi in GWh)	» 164
<b>TAV. 2.39</b>	Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per il periodo 1° luglio 2021 – 30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale	» 165
<b>TAV. 2.40</b>	Servizio a tutele graduali per tipologia di cliente (volumi in GWh e numero di punti di prelievo in migliaia)	» 165
<b>TAV. 2.41</b>	Clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2022 per classe di consumo e di potenza (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 166
<b>TAV. 2.42</b>	Clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2022 per regione (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 166



<b>TAV. 2.43</b>	Illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali nel 2022 per classe di consumo (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)	pag. 168
<b>TAV. 2.44</b>	Attività dei venditori per classe di vendita	» 170
<b>TAV. 2.45</b>	Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2022 per tipologia	» 172
<b>TAV. 2.46</b>	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2022 (volumi in GWh)	» 174
<b>TAV. 2.47</b>	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	» 175
<b>TAV. 2.48</b>	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 176
<b>TAV. 2.49</b>	Mercato libero domestico nel 2022 per classe di consumo (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 178
<b>TAV. 2.50</b>	Mercato libero domestico nel 2022 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 179
<b>TAV. 2.51</b>	Mercato libero non domestico nel 2022 per livello di tensione (volumi in GWh)	» 180
<b>TAV. 2.52</b>	Mercato libero non domestico nel 2022 per classe di consumo (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 180
<b>TAV. 2.53</b>	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 182
<b>TAV. 2.54</b>	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 183
<b>TAV. 2.55</b>	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 185
<b>TAV. 2.56</b>	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 188
<b>TAV. 2.57</b>	Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 189
<b>TAV. 2.58</b>	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)	» 191
<b>TAV. 2.59</b>	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh, componenti UC3 e UC6 incluse)	» 191
<b>TAV. 2.60</b>	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)	» 191
<b>TAV. 2.61</b>	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2022 per classe di consumo (quantità energia in GWh, punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)	» 192
<b>TAV. 2.62</b>	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2022 per classe di consumo e tipo di mercato (€/MWh)	» 193
<b>TAV. 2.63</b>	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2022 per livello di tensione (quantità energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)	» 193
<b>TAV. 2.64</b>	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2022 (quantità energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)	» 194
<b>TAV. 2.65</b>	Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2022 (GWh al lordo delle perdite di rete e prezzi in €/MWh)	» 194
<b>TAV. 2.66</b>	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015 = 100 e variazioni percentuali)	» 196
<b>TAV. 2.67</b>	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti (in MWh)	» 200
<b>TAV. 2.68</b>	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti (numero di incidenti rilevanti ed ENS in MWh)	» 201

<b>TAV. 2.69</b>	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici (numero di episodi e MWh)	pag. 201
<b>TAV. 2.70</b>	Numero medio di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti) per utente direttamente connesso con la RTN	» 202
<b>TAV. 2.71</b>	Indicatore di disponibilità ASAI relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale	» 203
<b>TAV. 2.72</b>	ASAI relativo alle linee elettriche aeree	» 203
<b>TAV. 2.73</b>	Percentuale di indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione	» 203
<b>TAV. 2.74</b>	Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione	» 204
<b>TAV. 2.75</b>	Durata (minuti persi) e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2022	» 207
<b>TAV. 2.76</b>	Percentuale media di miglioramento della durata (D1) e del numero (N1) nell'anno 2022 rispetto al 2019: confronto fra ambiti soggetti a esperimenti regolatori e ambiti non soggetti a esperimenti	» 208
<b>TAV. 2.77</b>	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni (in milioni di euro)	» 212
<b>TAV. 2.78</b>	Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	» 213
<b>TAV. 2.79</b>	Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2021	» 214
<b>TAV. 2.80</b>	Numero di buchi di tensione severi per utente in media tensione nel 2021 per regione e distributore	» 214
<b>TAV. 2.81</b>	Standard sulla durata massima delle interruzioni per utenti in bassa e in media tensione (in ore)	» 216
<b>TAV. 2.82</b>	Indennizzi automatici erogati nel 2022 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni (numero di utenti e milioni di euro)	» 216
<b>TAV. 2.83</b>	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna (in milioni di euro)	» 216
<b>TAV. 2.84</b>	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori (ammontare pagato in milioni di euro)	» 218
<b>TAV. 2.85</b>	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 219
<b>TAV. 2.86</b>	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 219
<b>TAV. 2.87</b>	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee per i clienti non domestici BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 220
<b>TAV. 2.88</b>	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti MT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 220
<b>TAV. 2.89</b>	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 221
<b>TAV. 2.90</b>	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in BT nel 2022 allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 221
<b>TAV. 2.91</b>	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in MT nel 2022 allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 221

<b>TAV. 2.92</b>	Prestazioni del servizio di vendita nel settore elettrico e tempi medi effettivi nel 2022 (in giorni solari e valori percentuali)	pag. 227
<b>TAV. 2.93</b>	Numero di reclami nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 227
<b>TAV. 2.94</b>	Numero di richieste di informazione nel settore elettrico	» 227
<b>TAV. 2.95</b>	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico	» 228
<b>TAV. 2.96</b>	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico	» 228
<b>TAV. 2.97</b>	Numero di indennizzi da erogare nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2022	» 229
<b>TAV. 2.98</b>	Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2022 (in euro)	» 230
<b>TAV. 2.99</b>	Standard generali di qualità dei call center	» 231
<b>TAV. 3.1</b>	Bilancio del gas naturale 2022 (in G(m <sup>3</sup> ); valori riferiti ai gruppi industriali)	» 238
<b>TAV. 3.2</b>	Produzione di gas naturale e biometano in Italia nel 2022 (in M(m <sup>3</sup> ))	» 242
<b>TAV. 3.3</b>	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2022 (importazioni lorde in M(m <sup>3</sup> ))	» 245
<b>TAV. 3.4</b>	Reti delle società di trasporto nel 2022 (in km)	» 248
<b>TAV. 3.5</b>	Attività di trasporto per regione nel 2022 (lunghezza delle reti in km e volumi riconsegnati in M(m <sup>3</sup> ))	» 249
<b>TAV. 3.6</b>	Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2022-2023 (in M(m <sup>3</sup> ) standard per giorno)	» 251
<b>TAV. 3.7</b>	Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2023-2024 al 2036-2037 (in M(m <sup>3</sup> ) standard per giorno)	» 253
<b>TAV. 3.8</b>	Concessioni di stoccaggio in Italia	» 254
<b>TAV. 3.9</b>	Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2022-2023 e 2023-2024 (in M(Sm <sup>3</sup> ))	» 255
<b>TAV. 3.10</b>	Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione	» 258
<b>TAV. 3.11</b>	Attività dei distributori nel periodo 2014-2022	» 259
<b>TAV. 3.12</b>	Attività di distribuzione per regione nel 2022 (volumi in M(m <sup>3</sup> ), clienti in migliaia, volumi unitari in m <sup>3</sup> )	» 259
<b>TAV. 3.13</b>	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2022 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale, estensione reti in km)	» 261
<b>TAV. 3.14</b>	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2022 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre 2022 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m <sup>3</sup> )	» 262
<b>TAV. 3.15</b>	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2022 in migliaia e volumi prelevati in M(m <sup>3</sup> ))	» 263
<b>TAV. 3.16</b>	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 2022 in migliaia e volumi prelevati in M(m <sup>3</sup> ))	» 264
<b>TAV. 3.17</b>	Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2022 (clienti in migliaia e volumi in M(m <sup>3</sup> ))	» 265
<b>TAV. 3.18</b>	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2022 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia e prelievi in M(m <sup>3</sup> ))	» 266
<b>TAV. 3.19</b>	Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2022	» 267
<b>TAV. 3.20</b>	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2022 (volumi in M(m <sup>3</sup> ))	» 268
<b>TAV. 3.21</b>	Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento	» 269
<b>TAV. 3.22</b>	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento (numero e tempo medio in giorni lavorativi)	» 270
<b>TAV. 3.23</b>	Numero di operatori e vendite nel 2022 (in M(m <sup>3</sup> ))	» 271

<b>TAV. 3.24</b>	Evoluzione del mercato all'ingrosso	pag. 272
<b>TAV. 3.25</b>	Approvvigionamento dei grossisti nel 2022	» 274
<b>TAV. 3.26</b>	Impieghi di gas dei grossisti nel 2022	» 275
<b>TAV. 3.27</b>	Vendite dei principali grossisti nel 2022 (in M(m <sup>3</sup> ))	» 276
<b>TAV. 3.28</b>	Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (in GWh)	» 282
<b>TAV. 3.29</b>	Consumi finali di gas naturale (volumi in M(m <sup>3</sup> ) e punti di prelievo in migliaia)	» 284
<b>TAV. 3.30</b>	Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio	» 285
<b>TAV. 3.31</b>	Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2022 per tipologia	» 285
<b>TAV. 3.32</b>	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2022 (in M(m <sup>3</sup> ))	» 287
<b>TAV. 3.33</b>	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2022 (in M(m <sup>3</sup> ))	» 288
<b>TAV. 3.34</b>	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in M(m <sup>3</sup> ), punti di riconsegna in migliaia)	» 290
<b>TAV. 3.35</b>	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2022 (in M(m <sup>3</sup> ))	» 292
<b>TAV. 3.36</b>	Tassi di <i>switching</i> dei clienti finali del gas naturale	» 293
<b>TAV. 3.37</b>	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2022 (in M(m <sup>3</sup> ))	» 294
<b>TAV. 3.38</b>	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di gas naturale nel 2022 (quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3) e percentuale di clienti da loro serviti)	» 297
<b>TAV. 3.39</b>	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2022 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 299
<b>TAV. 3.40</b>	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2022 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 300
<b>TAV. 3.41</b>	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2022 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 302
<b>TAV. 3.42</b>	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m <sup>3</sup> ) e numero di GdM)	» 303
<b>TAV. 3.43</b>	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m <sup>3</sup> ), numero di esercenti, numero di clienti e numero di comuni serviti)	» 304
<b>TAV. 3.44</b>	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2022 (in km)	» 305
<b>TAV. 3.46</b>	Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2023	» 309
<b>TAV. 3.47</b>	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2023	» 311
<b>TAV. 3.48</b>	Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2022-31 marzo 2023	» 311
<b>TAV. 3.49</b>	Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2022-31 marzo 2023 (capacità in GWh e prezzi in c€/kWh)	» 312
<b>TAV. 3.50</b>	Articolazione della quota fissa r1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2023 (in €/punto di riconsegna/anno)	» 314
<b>TAV. 3.51</b>	Articolazione della quota variabile r3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2023 (in c€/m <sup>3</sup> e scaglioni di consumo in m <sup>3</sup> /anno)	» 314
<b>TAV. 3.52</b>	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m <sup>3</sup> e classi di consumo annuo espresse in m <sup>3</sup> )	» 316
<b>TAV. 3.53</b>	Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2022 (in c€/m <sup>3</sup> e classi di consumo annuo espresse in m <sup>3</sup> )	» 316
<b>TAV. 3.55</b>	Numeri indice (2015 = 100) e variazioni del prezzo del segmento "gas di città e gas naturale"	» 318
<b>TAV. 3.56</b>	Imposte sul gas a gennaio 2022 (in c€/m <sup>3</sup> )	» 322
<b>TAV. 3.57</b>	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2022	» 325
<b>TAV. 3.58</b>	Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2022	» 325
<b>TAV. 3.59</b>	Protezione catodica delle reti nel 2022	» 326

<b>TAV. 3.60</b>	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2022	pag. 326
<b>TAV. 3.61</b>	Impianti di odorizzazione nel 2022	» 326
<b>TAV. 3.62</b>	Numero di emergenze di servizio	» 326
<b>TAV. 3.63</b>	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio	» 327
<b>TAV. 3.64</b>	Dispersioni localizzate	» 327
<b>TAV. 3.65</b>	Eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite di gas	» 327
<b>TAV. 3.66</b>	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2022	» 327
<b>TAV. 3.67</b>	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2022	» 328
<b>TAV. 3.68</b>	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2022	» 328
<b>TAV. 3.69</b>	Casi di mancato rispetto nel 2022 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	» 328
<b>TAV. 3.70</b>	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2022	» 329
<b>TAV. 3.71</b>	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	» 331
<b>TAV. 3.72</b>	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi	» 332
<b>TAV. 3.73</b>	Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2022	» 334
<b>TAV. 3.74</b>	Rete ispezionata (in km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2019-2022 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2020-2022 (rete in alta/media pressione)	» 335
<b>TAV. 3.75</b>	Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2022 (lunghezza reti in km)	» 337
<b>TAV. 3.76</b>	Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2022 (in km)	» 338
<b>TAV. 3.77</b>	Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2022 (in km)	» 339
<b>TAV. 3.78</b>	Ubicazione dei punti attivi al 31 dicembre 2022 dotati di strumenti per la misurazione e registrazione dei valori della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione	» 340
<b>TAV. 3.79</b>	Strumenti per la misura e la registrazione dei valori della pressione installati/messi in servizio nell'anno 2022	» 340
<b>TAV. 3.80</b>	Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	» 341
<b>TAV. 3.81</b>	Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	» 341
<b>TAV. 3.82</b>	Verifiche eseguite nel 2022 dai comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2021 con accertamento positivo	» 342
<b>TAV. 3.83</b>	Accertamenti nel 2022 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributtrice	» 342
<b>TAV. 3.84</b>	Accertamenti nel 2022 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributtrice	» 342
<b>TAV. 3.85</b>	Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	» 343
<b>TAV. 3.86</b>	Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	» 343
<b>TAV. 3.87</b>	Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali	» 344
<b>TAV. 3.88</b>	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	» 346
<b>TAV. 3.89</b>	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 2022	» 347
<b>TAV. 3.90</b>	Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2022 (in giorni solari)	» 348
<b>TAV. 3.91</b>	Numero di reclami nel settore del gas naturale	» 348

<b>TAV. 3.92</b>	Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale	pag. 349
<b>TAV. 3.93</b>	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale	» 349
<b>TAV. 3.94</b>	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale	» 349
<b>TAV. 3.95</b>	Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2022 nel settore del gas naturale	» 350
<b>TAV. 3.96</b>	Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale nel 2022	» 350
<b>TAV. 3.97</b>	Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative a clienti <i>dual fuel</i>	» 352
<b>TAV. 3.98</b>	Numero di indennizzi da erogare a clienti <i>dual fuel</i> per mancato rispetto di standard specifici nel 2022	» 352
<b>TAV. 3.99</b>	Indennizzi automatici erogati a clienti <i>dual fuel</i> nel 2022	» 352
<b>TAV. 4.1</b>	Produzione di energia termica nel 2021 (in GWh)	» 358
<b>TAV. 4.2</b>	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore	» 358
<b>TAV. 4.3</b>	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore nel 2021 (in GWh)	» 359
<b>TAV. 4.4</b>	Capacità di generazione installata per tecnologia	» 359
<b>TAV. 4.5</b>	Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2021 (in MW)	» 360
<b>TAV. 5.1</b>	Matrice di schemi regolatori per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	» 446
<b>TAV. 5.2</b>	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per l'aggiornamento biennale 2022-2023 (numero di gestioni e di abitanti)	» 447
<b>TAV. 5.3</b>	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)	» 449
<b>TAV. 5.4</b>	Matrice dei <i>cluster</i> per la definizione dei $\gamma_{ij}^{OP}$	» 454
<b>TAV. 5.5</b>	Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}^{2018}$ distinto per valore dei $\gamma_{ij}^{OP}$ (anno 2022)	» 455
<b>TAV. 5.6</b>	$Opex_{OT}^a$ per l'anno 2022	» 456
<b>TAV. 5.7</b>	$Op_{social}^a$ in tariffa per l'anno 2022	» 456
<b>TAV. 5.8</b>	$OP_{mis}^a$ in tariffa per l'anno 2022	» 457
<b>TAV. 5.9</b>	Costi e ricavi delle "Attività b <sub>2</sub> " valorizzati in tariffa 2022	» 458
<b>TAV. 5.10</b>	Ripartizione del $\Delta_{risparmio}^a$ per area geografica, anno 2022	» 458
<b>TAV. 5.11</b>	$Op_{eff}^{xp,a}$ in tariffa per l'anno 2022	» 459
<b>TAV. 5.12</b>	Ripartizione per area geografica dei tassi di realizzazione degli investimenti previsti per il biennio 2020-2021	» 466
<b>TAV. 5.13</b>	Campione di riferimento (numero di bacini tariffari, abitanti e numero di gestioni)	» 467
<b>TAV. 5.14</b>	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestico residente: scaglioni di consumo, anno 2022 (valori medi)	» 467
<b>TAV. 5.15</b>	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestico residente: tariffe unitarie, anno 2022	» 468
<b>TAV. 5.16</b>	Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestico residente: tariffe unitarie, anno 2022	» 468
<b>TAV. 5.17</b>	Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestico residente, anno 2022	» 468
<b>TAV. 5.18</b>	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2022 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m <sup>3</sup> ; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m <sup>3</sup> )	» 469
<b>TAV. 5.19</b>	Componenti della spesa media nel 2022 (spesa in euro/anno)	» 470
<b>TAV. 5.20</b>	Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2021-2022	» 475
<b>TAV. 5.21</b>	Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2022 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)	» 478
<b>TAV. 5.22</b>	Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali	» 479
<b>TAV. 5.23</b>	Classi e obiettivi per macro-indicatore	» 483
<b>TAV. 5.24</b>	Gestioni del <i>panel</i> con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2022	» 484

<b>TAV. 5.25</b>	Opex <sub>OC</sub> per il quadriennio 2020-2023	pag. 492
<b>TAV. 6.1</b>	Delimitazione degli ATO	» 500
<b>TAV. 6.2</b>	Delimitazione degli ATO (ATO sub-provinciali)	» 504
<b>TAV. 6.3</b>	Individuazione degli Enti di governo dell'ambito	» 506
<b>TAV. 6.4</b>	Costituzione e operatività degli Enti di governo dell'ambito: situazioni specifiche di potenziale criticità	» 508
<b>TAV. 6.5</b>	Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità	» 532
<b>TAV. 6.6</b>	Distribuzione geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie	» 533
<b>TAV. 6.7</b>	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 533
<b>TAV. 6.8</b>	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 533
<b>TAV. 6.9</b>	Predisposizioni tariffarie, riferite al periodo 2022-2025, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 534
<b>TAV. 6.10</b>	Schemi regolatori selezionati dagli Enti territorialmente competenti	» 534
<b>TAV. 6.11</b>	Matrice di schemi regolatori	» 538

# Indice delle figure

<b>FIG. 1.1</b>	Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori	pag.	31
<b>FIG. 1.2</b>	Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB ( <i>Middle East Basket</i> )	»	34
<b>FIG. 1.3</b>	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	»	34
<b>FIG. 1.4</b>	Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent	»	44
<b>FIG. 1.5</b>	Prezzo del gas naturale negli hub europei	»	44
<b>FIG. 1.6</b>	Prezzo del gas naturale al TTF e prezzi all'importazione	»	45
<b>FIG. 1.7</b>	Confronto fra prezzo TTF e prezzo GNL <i>spot</i> Asia	»	46
<b>FIG. 1.8</b>	Prezzi del GNL per aree	»	47
<b>FIG. 1.9</b>	Principali aree di importazione e paesi esportatori di GNL (in %)	»	50
<b>FIG. 1.10</b>	Prezzo del carbone nei principali mercati mondiali	»	53
<b>FIG. 1.11</b>	Prezzo dei permessi d'emissione <i>Emission Unit Allowance</i> (EUA)	»	54
<b>FIG. 1.12</b>	Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nei principali paesi europei	»	59
<b>FIG. 1.13</b>	Variazione nel 2022 dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici	»	61
<b>FIG. 1.14</b>	Prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	61
<b>FIG. 1.15</b>	Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi industriali nei principali paesi europei	»	65
<b>FIG. 1.16</b>	Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi industriali nel 2022	»	66
<b>FIG. 1.17</b>	Prezzi totali dell'energia elettrica per usi industriali e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	67
<b>FIG. 1.18</b>	Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi domestici nel 2022	»	70
<b>FIG. 1.19</b>	Componenti dei prezzi del gas naturale per usi domestici nei principali paesi europei	»	71
<b>FIG. 1.20</b>	Prezzi totali del gas naturale per usi domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	71
<b>FIG. 1.21</b>	Componenti dei prezzi totali del gas naturale per usi industriali nei principali paesi europei	»	74
<b>FIG. 1.22</b>	Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi industriali nel 2022	»	75
<b>FIG. 1.23</b>	Prezzi totali del gas naturale per usi industriali e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	76
<b>FIG. 1.24</b>	Intensità energetica del PIL dal 1995	»	81
<b>FIG. 1.25</b>	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995	»	81
<b>FIG. 1.26</b>	Generazione di rifiuti urbani nell'Unione europea e in alcuni paesi	»	89
<b>FIG. 1.27</b>	Generazione di rifiuti urbani pro capite in Unione europea e in alcuni paesi	»	90
<b>FIG. 1.28</b>	Produzione di rifiuti per unità di PIL nell'Unione europea e in alcuni paesi	»	90
<b>FIG. 1.29</b>	Andamento delle diverse destinazioni dei rifiuti urbani dal 1995 al 2021	»	92
<b>FIG. 1.30</b>	Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2021 a confronto con gli obiettivi UE al 2035	»	93
<b>FIG. 1.31</b>	Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2021	»	95
<b>FIG. 1.32</b>	Evoluzione dell'indice di circolarità nell'economia dell'Unione europea e di alcuni paesi	»	96
<b>FIG. 1.33</b>	Quota di rifiuti da imballaggio riciclati	»	97
<b>FIG. 2.1</b>	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	»	107
<b>FIG. 2.2</b>	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2022 (capacità in MW; generazione in TWh)	»	108



<b>FIG. 2.3</b>	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (in milioni di euro)	pag. 114
<b>FIG. 2.4</b>	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	» 115
<b>FIG. 2.5</b>	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	» 115
<b>FIG. 2.6</b>	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera	» 116
<b>FIG. 2.7</b>	Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco	» 136
<b>FIG. 2.8</b>	Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera	» 136
<b>FIG. 2.9</b>	Andamento mensile dei prezzi zionali al Nord e in Sicilia nel 2022	» 137
<b>FIG. 2.10</b>	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2021 (valori medi <i>baseload</i> )	» 138
<b>FIG. 2.11</b>	Andamento mensile dei prezzi nell'MI 2022	» 139
<b>FIG. 2.12</b>	Prezzi medi nel 2022 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna	» 140
<b>FIG. 2.13</b>	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008	» 144
<b>FIG. 2.14</b>	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	» 146
<b>FIG. 2.15</b>	Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2022	» 147
<b>FIG. 2.16</b>	Clienti domestici serviti nel mercato libero per regione	» 148
<b>FIG. 2.17</b>	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico dal 2011	» 150
<b>FIG. 2.18</b>	Consumi e clienti serviti in maggior tutela	» 155
<b>FIG. 2.19</b>	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2022	» 159
<b>FIG. 2.20</b>	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2022	» 161
<b>FIG. 2.21</b>	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione	» 163
<b>FIG. 2.22</b>	Consumi medi regionali dei clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2022	» 167
<b>FIG. 2.23</b>	Energia venduta per illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali per regione	» 168
<b>FIG. 2.24</b>	Evoluzione del mercato libero di energia elettrica	» 170
<b>FIG. 2.25</b>	Numero di venditori del mercato libero per regione	» 175
<b>FIG. 2.26</b>	Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici del mercato libero e della maggior tutela nel 2022	» 178
<b>FIG. 2.27</b>	Distribuzione dei clienti domestici nel mercato libero per tipo di tariffa oraria	» 179
<b>FIG. 2.28</b>	Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori	» 181
<b>FIG. 2.29</b>	Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente	» 190
<b>FIG. 2.30</b>	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio	» 196
<b>FIG. 2.31</b>	Livello dei prezzi dell'energia elettrica nell'ultimo triennio	» 197
<b>FIG. 2.32</b>	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei	» 197
<b>FIG. 2.33</b>	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	» 199
<b>FIG. 2.34</b>	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	» 200
<b>FIG. 2.35</b>	Energia elettrica non fornita regolata soggetta a premi-penalità	» 201
<b>FIG. 2.36</b>	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	» 205
<b>FIG. 2.37</b>	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 205
<b>FIG. 2.38</b>	Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	» 206
<b>FIG. 2.39</b>	Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 206
<b>FIG. 2.40</b>	Durata di interruzione (D1) nel 2022 a confronto con quella del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori	» 208

<b>FIG. 2.41</b>	Numero di interruzioni (N1) nel 2021 a confronto con quello del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori	pag. 209
<b>FIG. 2.42</b>	Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per utente in bassa tensione	» 210
<b>FIG. 2.43</b>	Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per utente in bassa tensione, per regione, nel 2022	» 210
<b>FIG. 2.44</b>	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2022	» 211
<b>FIG. 2.45</b>	Numero di utenti in media tensione con impianti adeguati e non adeguati nel 2022	» 212
<b>FIG. 2.46</b>	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 222
<b>FIG. 2.47</b>	Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2022 per i clienti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 223
<b>FIG. 2.48</b>	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2022 per i clienti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 223
<b>FIG. 2.49</b>	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per i clienti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 224
<b>FIG. 2.50</b>	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 224
<b>FIG. 2.51</b>	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 225
<b>FIG. 2.52</b>	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 225
<b>FIG. 2.53</b>	Livello di servizio dei call center dei venditori di energia elettrica e gas nel 2022	» 232
<b>FIG. 2.54</b>	Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas nel 2022	» 233
<b>FIG. 3.1</b>	Consumi di gas naturale per settore	» 236
<b>FIG. 3.2</b>	Disponibilità di gas negli ultimi due anni	» 237
<b>FIG. 3.3</b>	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990	» 241
<b>FIG. 3.4</b>	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2022	» 241
<b>FIG. 3.5</b>	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	» 244
<b>FIG. 3.6</b>	Paesi di origine delle importazioni di GNL	» 244
<b>FIG. 3.7</b>	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2022 secondo la durata intera	» 246
<b>FIG. 3.8</b>	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2022 secondo la durata residua	» 247
<b>FIG. 3.9</b>	Attività di trasporto dal 2011	» 250
<b>FIG. 3.10</b>	Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici	» 256
<b>FIG. 3.11</b>	Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente	» 267
<b>FIG. 3.12</b>	Quote del mercato all'ingrosso per classe di venditore	» 273
<b>FIG. 3.13</b>	Sottoscrittori del PSV dal 2010	» 278
<b>FIG. 3.14</b>	Volumi delle transazioni al PSV e <i>churn rate</i>	» 278
<b>FIG. 3.15</b>	Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV	» 279
<b>FIG. 3.16</b>	Volumi e prezzi nei mercati dell'M-GAS	» 283
<b>FIG. 3.17</b>	Tassi di <i>switching</i> dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	» 293
<b>FIG. 3.18</b>	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2022 (in m <sup>3</sup> )	» 295
<b>FIG. 3.19</b>	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2022	» 296
<b>FIG. 3.20</b>	Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	» 298
<b>FIG. 3.21</b>	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni	» 319

<b>FIG. 3.22</b>	Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni	pag. 319
<b>FIG. 3.23</b>	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei	» 320
<b>FIG. 3.24</b>	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m <sup>3</sup> e riscaldamento individuale)	» 321
<b>FIG. 3.25</b>	Composizione percentuale al 1° gennaio 2023 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m <sup>3</sup> e riscaldamento individuale)	» 321
<b>FIG. 3.26</b>	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m <sup>3</sup> )	» 324
<b>FIG. 3.27</b>	Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m <sup>3</sup> ) al 1° gennaio 2023	» 324
<b>FIG. 3.28</b>	Percentuale di rete ispezionata dal 2002	» 330
<b>FIG. 3.29</b>	Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001	» 331
<b>FIG. 3.30</b>	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante	» 333
<b>FIG. 3.31</b>	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante	» 333
<b>FIG. 3.32</b>	Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace	» 334
<b>FIG. 3.33</b>	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)	» 345
<b>FIG. 3.34</b>	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 2022	» 345
<b>FIG. 4.1</b>	Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti (volumetria in M(m <sup>3</sup> ), estensione delle reti in km)	» 356
<b>FIG. 4.2</b>	Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2021 (numero di reti, estensione ed energia termica erogata in GWh)	» 357
<b>FIG. 4.3</b>	Calore erogato all'utenza nel 2021, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo	» 361
<b>FIG. 4.4</b>	Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2021 in funzione della classe dimensionale degli utenti	» 361
<b>FIG. 4.5</b>	Calore erogato nel 2021 dai 10 maggiori operatori (presentati in ordine alfabetico), ripartito per classe dimensionale dell'utente	» 362
<b>FIG. 4.6</b>	Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (maggio 2023)	» 362
<b>FIG. 4.7</b>	Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti nel 2021 (assi in scala logaritmica)	» 363
<b>FIG. 4.8</b>	Rappresentatività delle tre classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata nel 2021	» 364
<b>FIG. 4.9</b>	Evoluzione dei prezzi (IVA ed eventuale credito d'imposta incluso) dal 2020	» 365
<b>FIG. 4.10</b>	Offerte commerciali per tipologia di definizione e aggiornamento del prezzo, con riferimento al grado di dipendenza dal gas naturale	» 366
<b>FIG. 4.11</b>	Analisi di sensitività del costo evitato al variare del rendimento della caldaia nel primo trimestre 2022	» 368
<b>FIG. 4.12</b>	Distribuzione dell'intero campione dei prezzi analizzati applicati dagli operatori a confronto con la stima di un costo evitato di riferimento (linea gialla)	» 369
<b>FIG. 4.13</b>	Estensione delle reti per tipologia di fluido termovettore nel 2021	» 371
<b>FIG. 4.14</b>	Estensione delle reti per materiale della tubatura nel 2021	» 372
<b>FIG. 4.15</b>	Numero di dispersioni di fluido localizzate sulle reti nel 2021	» 373
<b>FIG. 4.16</b>	Boxplot di un indicatore relativo alla quantità di reintegro idrico delle reti nel 2021	» 373
<b>FIG. 4.17</b>	Numero di interruzioni del servizio lunghe sulle reti registrate nel 2021, per tipologia	» 375
<b>FIG. 4.18</b>	Numero medio di utenti coinvolti nelle interruzioni lunghe nel 2021	» 375
<b>FIG. 4.19</b>	Durata media delle interruzioni lunghe registrate nel 2021, per tipologia	» 376

<b>FIG. 4.20</b>	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2021	pag. 377
<b>FIG. 4.21</b>	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2021	» 378
<b>FIG. 4.22</b>	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2021	» 378
<b>FIG. 4.23</b>	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2021	» 379
<b>FIG. 4.24</b>	Posizione di installazione dei contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti nel 2021	» 380
<b>FIG. 4.25</b>	Posizione di installazione dei contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti nel 2021	» 380
<b>FIG. 4.26</b>	Diffusione della marcatura MID (CE-M) sui misuratori del telecalore nel 2021	» 381
<b>FIG. 4.27</b>	Metodo di lettura dei misuratori del telecalore nel 2021	» 381
<b>FIG. 4.28</b>	Frequenza delle verifiche e delle sostituzioni dei misuratori per tipologia di utente nel 2021	» 382
<b>FIG. 5.1</b>	Macro-indicatore M1 – Perdite idriche: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 388
<b>FIG. 5.2</b>	Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 389
<b>FIG. 5.3</b>	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche	» 390
<b>FIG. 5.4</b>	Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali, per area geografica	» 391
<b>FIG. 5.5</b>	Volumi medi giornalieri <i>pro capite</i> prelevati e fatturati	» 392
<b>FIG. 5.6</b>	Numero di rotture per km di rete, confronto con M1a – Perdite idriche lineari, per area geografica	» 393
<b>FIG. 5.7</b>	Quota di volumi di processo e di utenza misurati sui volumi totali per area geografica	» 394
<b>FIG. 5.8</b>	Suddivisione delle utenze in funzione del grado di accessibilità ai misuratori	» 395
<b>FIG. 5.9</b>	Suddivisione del numero di misuratori d'utenza per classi d'età	» 395
<b>FIG. 5.10</b>	Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 397
<b>FIG. 5.11</b>	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio di acquedotto	» 398
<b>FIG. 5.12</b>	Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto, per area geografica	» 399
<b>FIG. 5.13</b>	Interruzioni programmate e non programmate	» 400
<b>FIG. 5.14</b>	Utenti finali con diritto all'indennizzo automatico per gli standard specifici di qualità tecnica per area geografica	» 401
<b>FIG. 5.15</b>	Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> , per area geografica	» 402
<b>FIG. 5.16</b>	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata	» 403
<b>FIG. 5.17</b>	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
<b>FIG. 5.18</b>	Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C dell'allegato 1 al decreto legislativo n. 31/2001	» 405
<b>FIG. 5.19</b>	Quota di utenti per i quali è stato applicato il <i>Water Safety Plan</i> e numerosità dei campioni rispetto ai volumi erogati, per area geografica	» 406
<b>FIG. 5.20</b>	Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto, per area geografica	» 407
<b>FIG. 5.21</b>	Percentuale di reti di adduzione e distribuzione georeferenziate	» 407

<b>FIG. 5.22</b>	Suddivisione dei volumi prelevati dall'ambiente, per tipologia di trattamento di potabilizzazione e per area geografica	pag. 408
<b>FIG. 5.23</b>	Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione, per area geografica	» 410
<b>FIG. 5.24</b>	Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del panel, per area geografica	» 410
<b>FIG. 5.25</b>	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 – Adeguatezza del sistema fognario	» 412
<b>FIG. 5.26</b>	Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura e M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena, per area geografica	» 413
<b>FIG. 5.27</b>	Lunghezza della rete fognaria per tipologia, ripartizione per area geografica	» 414
<b>FIG. 5.28</b>	Lunghezza della rete georeferenziata, per area geografica	» 414
<b>FIG. 5.29</b>	Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione, per area geografica	» 416
<b>FIG. 5.30</b>	Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> , per area geografica	» 417
<b>FIG. 5.31</b>	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica	» 418
<b>FIG. 5.32</b>	Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica, per area geografica	» 419
<b>FIG. 5.33</b>	Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione	» 420
<b>FIG. 5.34</b>	Distribuzione degli agglomerati interessati dalle procedure di infrazione eurounitarie sulla depurazione delle acque reflue	» 421
<b>FIG. 5.35</b>	Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> , per area geografica	» 422
<b>FIG. 5.36</b>	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata (tasso di superamento dei limiti nei campioni di acqua scaricata)	» 423
<b>FIG. 5.37</b>	Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata, per area geografica	» 424
<b>FIG. 5.38</b>	Qualità dell'acqua depurata – esteso (indicatore G6.1) e tasso di parametri risultati oltre i limiti (indicatore G6.3), per area geografica	» 424
<b>FIG. 5.39</b>	Tasso di superamento puntuale dei limiti fissati dal DLgs n. 152/2006 per i parametri delle tabelle 1, 2 e 4	» 425
<b>FIG. 5.40</b>	Suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti e della potenzialità	» 426
<b>FIG. 5.41</b>	Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica ed evoluzione nel tempo	» 427
<b>FIG. 5.42</b>	Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica	» 428
<b>FIG. 5.43</b>	Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023	» 431
<b>FIG. 5.44</b>	Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023 per area geografica (in percentuale)	» 431
<b>FIG. 5.45</b>	Interventi PNRR e REACT-EU recepiti nelle pianificazioni 2022-2023 (ripartizione percentuale per linea di finanziamento)	» 433
<b>FIG. 5.46</b>	Risorse destinate al miglioramento del macro-indicatore M1 nelle pianificazioni 2022-2023 per tipologia di finanziamento (percentuale)	» 433
<b>FIG. 5.47</b>	Fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per servizio e area geografica (in percentuale)	» 435
<b>FIG. 5.48</b>	Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2022-2023 per tipologia di opera e area geografica (in percentuale)	» 436
<b>FIG. 5.49</b>	Interventi principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario, nel periodo 2022-2023 (in percentuale)	» 437
<b>FIG. 5.50</b>	Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2023)	» 439

<b>FIG. 5.51</b>	Rendicontazione degli interventi finanziati e previsioni di spesa, sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari (monitoraggio ottobre 2022)	pag. 440
<b>FIG. 5.52</b>	Distribuzione dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale per anno di autorizzazione (in milioni di euro) e peso sul finanziamento totale (%)	» 441
<b>FIG. 5.53</b>	Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4 – I4.2 per area geografica e regione e leva di co-finanziamento delle proposte (%)	» 443
<b>FIG. 5.54</b>	Piano nazionale di ripresa e resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti (in milioni di euro), con dettaglio delle misure per area geografica (aggiornamento a maggio 2023)	» 444
<b>FIG. 5.55</b>	Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)	» 448
<b>FIG. 5.56</b>	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	» 449
<b>FIG. 5.57</b>	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 450
<b>FIG. 5.58</b>	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore (anno 2022)	» 452
<b>FIG. 5.59</b>	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2022	» 453
<b>FIG. 5.60</b>	Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2022	» 454
<b>FIG. 5.61</b>	Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2022	» 461
<b>FIG. 5.62</b>	Distribuzione delle variazioni tariffarie (anni 2022 e 2023) nell'ambito della matrice di schemi regolatori	» 462
<b>FIG. 5.63</b>	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	» 463
<b>FIG. 5.64</b>	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	» 464
<b>FIG. 5.65</b>	<i>Trend</i> degli investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2020-2023 (in milioni di euro)	» 465
<b>FIG. 5.66</b>	Variabilità della spesa media annua nel 2022 (in euro per consumi annuali di 150 m <sup>3</sup> )	» 470
<b>FIG. 5.67</b>	Ripartizione del <i>panel</i> 2022 per area geografica	» 472
<b>FIG. 5.68</b>	Popolazione servita dal <i>panel</i> 2022 per area geografica	» 472
<b>FIG. 5.69</b>	Rispetto degli standard specifici per area	» 474
<b>FIG. 5.70</b>	Totale indennizzato nel periodo 2018-2022	» 477
<b>FIG. 5.71</b>	Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale	» 480
<b>FIG. 5.72</b>	Rispetto degli standard generali per area	» 481
<b>FIG. 5.73</b>	Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica	» 482
<b>FIG. 5.74</b>	Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica	» 482
<b>FIG. 5.75</b>	Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2022	» 486
<b>FIG. 5.76</b>	Macro-indicatore MC1: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2022	» 486
<b>FIG. 5.77</b>	Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2022	» 487
<b>FIG. 5.78</b>	Macro-indicatore MC2: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2022	» 488
<b>FIG. 5.79</b>	Popolazione servita dal <i>panel</i> per l'analisi di <i>trend</i> dei valori dei macro-indicatori 2018-2022	» 488
<b>FIG. 5.80</b>	Macro-indicatore MC1: popolazione del <i>panel</i> per area e classe di appartenenza (2018-2022)	» 489
<b>FIG. 5.81</b>	Macro-indicatore MC2: popolazione del <i>panel</i> per area e classe di appartenenza (2018-2022)	» 490
<b>FIG. 5.82</b>	Opex <sub>QC</sub> richiesti nel quadriennio 2020-2023 <i>pro capite</i> per area geografica	» 491
<b>FIG. 6.1</b>	Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica	» 511
<b>FIG. 6.2</b>	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività	» 512
<b>FIG. 6.3</b>	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività	» 513

<b>FIG. 6.4</b>	Gestori non Enti pubblici per attività svolta	pag. 513
<b>FIG. 6.5</b>	Gestori Enti pubblici per attività svolta	» 514
<b>FIG. 6.6</b>	Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani dal 2020 al 2021	» 515
<b>FIG. 6.7</b>	<i>Andamento della raccolta differenziata dal 2018 al 2021 per aree geografiche e confronto con gli obiettivi</i>	» 516
<b>FIG. 6.8</b>	Andamento della raccolta differenziata per regione negli anni 2020 e 2021	» 516
<b>FIG. 6.9</b>	Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2021	» 517
<b>FIG. 6.10</b>	Percentuali di riciclo e raccolta differenziata dal 2010 al 2021 a confronto con gli obiettivi comunitari	» 518
<b>FIG. 6.11</b>	Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2021	» 518
<b>FIG. 6.12</b>	Predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità relative al periodo 2022-2025, per regione (% popolazione servita)	» 522
<b>FIG. 6.13</b>	Distribuzione degli ETC per classi dimensionali	» 523
<b>FIG. 6.14</b>	Variazione media annuale delle entrate tariffarie nel secondo periodo regolatorio (%)	» 523
<b>FIG. 6.15</b>	Variazione media delle entrate tariffarie nel biennio 2022-2023 (%)	» 524
<b>FIG. 6.16</b>	Ricorso ai coefficienti per il limite alla crescita delle entrate tariffarie (numero ambiti)	» 525
<b>FIG. 6.17</b>	Valori medi dei coefficienti per il limite alla crescita (%)	» 526
<b>FIG. 6.18</b>	Collocazione delle proposte tariffarie 2022 negli schemi di cui al comma 4.3 dell'MTR-2 (%)	» 526
<b>FIG. 6.19</b>	Valori del parametro $\omega$ nel biennio 2022-2023 (%)	» 528
<b>FIG. 6.20</b>	Valori del fattore di <i>sharing</i> $b_a$ nel biennio 2022-2023 (%)	» 528
<b>FIG. 6.21</b>	Composizione media dei costi di gestione 2022-2025 (%)	» 529
<b>FIG. 6.22</b>	Composizione media dei costi di gestione nel 2022, dettaglio per componente	» 530
<b>FIG. 6.23</b>	Entrate tariffarie medie unitarie 2022-2025, dettaglio per componente (€/t)	» 530
<b>FIG. 6.24</b>	Distribuzione delle proposte tariffarie per livello delle entrate tariffarie nel 2022 (€/t)	» 531
<b>FIG. 6.25</b>	Distribuzione delle gestioni del campione per schemi regolatori e copertura rispetto alla popolazione nazionale	» 539
<b>FIG. 6.26</b>	Distribuzione degli schemi regolatori in ciascuna macro-area geografica	» 541
<b>FIG. 6.27</b>	Distribuzione a livello regionale delle gestioni del campione per schema regolatorio	» 542







**CAPITOLO**

**1**



**CONTESTO  
INTERNAZIONALE  
E NAZIONALE**

# Mercati internazionali dei prodotti energetici

## Economia internazionale

Dopo la forte ripresa registrata nel 2021, con il graduale processo di ritorno alla normalità *post-pandemia*, la crescita dell'economia mondiale ha subito un rallentamento nel 2022 a causa dell'invasione russa dell'Ucraina, della crisi energetica, del forte aumento dei prezzi, del rallentamento del commercio mondiale e della recrudescenza del Covid-19 in Cina. Alcuni di questi fattori, come la situazione geopolitica e l'inflazione, continuano a pesare negativamente anche nel 2023.

Nel corso del 2022 l'inflazione, già cresciuta nella seconda metà del 2021, è aumentata bruscamente rivelandosi più alta e persistente di quanto inizialmente previsto, raggiungendo a livello globale i livelli più elevati dal 2008. Le crescenti pressioni inflazionistiche sono state in gran parte conseguenti all'aumento dei costi dell'energia, ma un contributo significativo è venuto, soprattutto in certe aree, anche da fattori lato domanda, per la veloce ripresa economica dopo la pandemia e per le ampie misure di sostegno fiscale. Le autorità monetarie mondiali hanno di conseguenza ritenuto necessaria una reazione rapida, intervenendo con drastici aumenti dei tassi ufficiali di sconto per frenare gli effetti inflazionistici e per ridurre il rischio di una spirale al rialzo prezzi-salari. Si è così assistito al più brusco cambiamento di orientamento di politica monetaria mai registrato nel dopoguerra, con conseguenze tuttora incerte sull'attività economica. In particolare, nell'Area euro, dove l'inflazione è salita a livelli storicamente elevati, la Banca centrale europea (BCE) ha modificato profondamente la propria politica monetaria degli ultimi anni, decidendo, tra il 2022 e l'inizio del 2023, aumenti consecutivi dei tassi di interesse di riferimento per complessivi 375 punti base e ponendo così fine a un periodo di otto anni di riduzione dei tassi.

Nonostante questi venti contrari, la crescita del PIL reale è stata sensibile, soprattutto nel terzo trimestre del 2022, in numerose economie, compresi gli Stati Uniti, l'Area euro e i principali mercati emergenti e in via di sviluppo. Tra le cause: un aumento più intenso del previsto dei consumi delle famiglie, che hanno incominciato a spendere di più (in particolare per i servizi), grazie anche ai risparmi accumulati per tutta la fase della pandemia; la crescita degli investimenti delle imprese per rispondere alla domanda; la resilienza del mercato del lavoro; le misure politiche temporanee a livello mondiale per contenere i costi energetici. Il quarto trimestre dell'anno ha segnato, tuttavia, un rallentamento dell'attività mondiale, anche se non in tutte le economie; più marcato il calo nei paesi avanzati e in Cina, con perdita di vigore del commercio mondiale.

Secondo i dati del Fondo monetario internazionale (FMI), il risultato di queste dinamiche è una crescita globale nel 2022 del 3,4%, in confronto al 6,1% del 2021 e alla media dei due decenni prima della pandemia (2000-2009 e 2010-2019) rispettivamente del 3,9% e del 3,7% l'anno (Tav. 1.1). L'Unione europea ha fatto segnare un tasso del 3,7% (3,5% l'Area euro), leggermente superiore a quello medio mondiale. Mentre per gli Stati Uniti è stimato un aumento del 2,1%, la Cina ha registrato una crescita del 3%, il tasso più basso dal 1977, eccetto che per il 2020, primo anno del Covid. Più elevato l'aumento in India (6,8%) e nei Paesi asiatici in via di sviluppo (4,4%). L'unica variazione negativa è stata registrata in Russia che, a seguito della guerra, segna il -2,1%.

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

PAESI E AGGREGATI	2018	2019	2020	2021	2022	PREVISIONE APRILE 2023	
						2023	2024
<b>Mondo</b>	3,6	2,8	-3,1	6,1	3,4	2,8	3,0
<b>Economie avanzate</b>	2,3	1,6	-4,5	5,2	2,7	1,3	1,4
<b>Stati Uniti</b>	3,0	2,2	-3,4	5,7	2,1	1,6	1,1
<b>Unione europea<sup>(A)</sup></b>	2,3	1,7	-5,9	5,4	3,7	0,7	1,6
<b>Area euro</b>	1,9	1,3	-6,4	5,3	3,5	0,8	1,4
<b>Giappone</b>	0,6	0,3	-4,5	1,6	1,1	1,3	1,0
<b>Federazione Russa</b>	2,8	2,0	-2,7	4,7	-2,1	0,7	1,3
<b>Paesi asiatici in via di sviluppo</b>	6,4	5,3	-0,8	7,3	4,4	5,3	5,1
<b>Cina</b>	6,7	5,8	2,2	8,1	3,0	5,2	4,5
<b>India</b>	6,5	4,0	-6,6	8,9	6,8	5,9	6,3
<b>Asean-5<sup>(B)</sup></b>	5,3	4,8	-3,4	3,4	5,5	4,5	4,6
<b>America Latina e Caraibi</b>	1,2	0,2	-7,0	6,8	4,0	1,6	2,2
<b>Medio Oriente e Asia Centrale</b>	2,0	1,4	-2,9	5,7	5,3	2,9	3,5
<b>Africa Sub-sahariana</b>	3,2	3,2	-1,7	4,5	3,9	3,6	4,2

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

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

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2023.

Questi andamenti si sono riflessi sul commercio mondiale di beni e servizi, che ha registrato un aumento in volume del 5,1% rispetto al 10,6% del 2021 e una media del 3,1% nel quinquennio 2015-2019, più che recuperando quindi i livelli pre-pandemia (fonte: Istat). Rispetto alle previsioni formulate immediatamente dopo lo scoppio del conflitto, l'andamento degli scambi commerciali è stato complessivamente più robusto delle attese grazie a molteplici fattori, tra i quali l'allentamento delle strozzature nelle catene globali del valore, l'avvio di una fase di sostituzione della Russia come fornitore di alcune categorie di beni con altri produttori, il parziale riassorbimento dello *shock* dal lato dei prezzi delle materie prime. I flussi commerciali si sono però contratti nel quarto trimestre, che ha segnato il primo calo dalla metà del 2020 (fonte: Banca d'Italia). La dinamica dell'interscambio mondiale di beni è diventata negativa per effetto del calo delle importazioni nelle economie avanzate e in quelle emergenti (fonte: BCE).

Nei primi mesi del 2023 il quadro economico internazionale rimane incerto dopo gli effetti cumulati degli ultimi tre anni di *shock* avversi, nonché fortemente condizionato dal conflitto in Ucraina. L'elevata incertezza incide sulla volatilità dei prezzi delle materie prime, frena l'attività produttiva e il commercio internazionale. L'orientamento delle politiche monetarie, volto a contrastare l'inflazione ancora sostenuta, rimane restrittivo. I principali fattori che hanno plasmato l'economia mondiale nel 2022 sembrano destinati a perdurare nel 2023, ma con intensità diversa. Inoltre, l'incertezza sulle prospettive globali è accentuata dalle possibili ripercussioni degli episodi di instabilità bancaria verificatisi nel mese di marzo 2023. Tuttavia, i prezzi delle materie prime energetiche sembrano avere intrapreso un percorso discendente e si osserva un allentamento delle restrizioni sulle catene di approvvigionamento globali. Le spinte inflazionistiche rimangono elevate su scala mondiale, ma potrebbero avere già raggiunto il loro punto di massimo.

Per il 2023, l’FMI prefigura un rallentamento della crescita mondiale dal 3,4% del 2022 al 2,8%. Per le economie avanzate, l’aumento medio è previsto all’1,3%. Con il rallentamento delle economie avanzate si prevede anche un aumento della disoccupazione. Per i mercati emergenti e le economie in via di sviluppo, le prospettive economiche sono in media più forti, sia pure ampiamente differenziate tra le diverse aree geografiche, e ancora incerte. La Cina è attesa tornare a crescere più intensamente, con una variazione del 5,2%. L’inflazione globale è prevista diminuire, sebbene più lentamente di quanto inizialmente considerato, dall’8,7% nel 2022 al 7,0% quest’anno.

## Mercato internazionale del petrolio

Nel 2021, lo squilibrio domanda-offerta determinato dalla ripresa dei consumi *post-pandemia* e dalle difficoltà dell’offerta a farvi fronte, specie in esito ad anni di ridotti investimenti nell’*upstream*, aveva determinato una sostenuta tendenza al rialzo dei prezzi del petrolio.

Nel 2022, alle fragilità strutturali del mercato evidenziate nell’anno precedente è andato sommandosi il conflitto tra Russia e Ucraina, portando il Brent a superare i 100 \$/barile da marzo a luglio. La restante parte dell’anno è stata caratterizzata da un ripiegamento delle quotazioni, ascrivibile a due principali ordini di ragioni: da un lato, i timori di recessione economica nell’area OCSE, scatenati dal forte aumento dei prezzi di tutte le *commodity* (non solo energetiche) e dalla rapida stretta monetaria avviata da Stati Uniti ed Europa; dall’altro, il debole quadro economico cinese compresso tra crisi del mercato immobiliare e recrudescenza dei contagi da Covid-19, con conseguente adozione di misure restrittive estreme (*lockdown* locali) che hanno fortemente limitato l’economia del paese. Tuttavia, il perdurare del conflitto in Ucraina ha contribuito a contenere il ridimensionamento delle quotazioni, che non sono quasi mai scese al di sotto degli 80 \$/barile.

Nel 2022, il prezzo medio del greggio Brent, riferimento per l’Europa, si è attestato a 101,2 \$/barile, in aumento del 43% rispetto al 2021 e del 143% rispetto al 2020. Si tratta del livello annuo più elevato dal 2014.

### Domanda e offerta

La fine del periodo più critico della pandemia da Covid-19 era stata accompagnata da una ripresa significativa dei consumi. Nel 2021, in particolare, la domanda petrolifera mondiale era aumentata del 6,8% rispetto al 2020, in larga parte come effetto dell’eliminazione delle misure più restrittive di contenimento dei contagi. In valore assoluto, l’incremento era stato superiore ai 6 milioni di barili/giorno, equivalente ai consumi dell’intera America Latina.

La tendenza alla crescita – benché più contenuta – è proseguita anche nel 2022, trainata dalle richieste del settore trasporti e dalla petrolchimica. In dettaglio, nel 2022 la domanda globale di petrolio ha mostrato un aumento su base annua del 2,3% (+2,2 milioni di barili/giorno rispetto al 2021), portandosi a 99,9 milioni di barili/giorno (Tav. 1.2). I volumi consumati si sono attestati a un livello non molto distante da quello pre-Covid (100,6 milioni di barili/giorno nel 2019) che, secondo le stime, verrà pienamente recuperato nel 2023, con un ammontare globale atteso pari a 101,9 milioni di barili/giorno.

**TAV. 1.2** Domanda mondiale di petrolio dal 2018 al 2022 e previsione per il 2023 (in milioni di barili/giorno)

PAESI E AGGREGATI	2018	2019	2020	2021	2022	PREVISIONE 2023
<b>Paesi OCSE</b>	<b>47,7</b>	<b>47,7</b>	<b>42</b>	<b>44,8</b>	<b>45,9</b>	<b>46,2</b>
America <sup>(A)</sup>	25,4	25,4	22,4	24,3	25	25,1
Europa <sup>(B)</sup>	14,3	14,3	12,4	13,1	13,5	13,6
Asia-Oceania <sup>(C)</sup>	8,0	7,9	7,2	7,4	7,4	7,6
<b>Paesi non OCSE</b>	<b>51,7</b>	<b>52,9</b>	<b>49,5</b>	<b>52,8</b>	<b>54</b>	<b>55,7</b>
Russia e altri paesi CSI	4,7	4,7	4,6	4,9	4,9	4,8
Europa	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8
Cina	13,1	14,1	14,2	15,4	15	16,2
Altri Asia	14	14,1	12,7	13,4	13,9	14,3
America Latina	6,3	6,3	5,5	5,9	6,1	6,2
Medio Oriente	8,7	8,8	8,1	8,5	9	9,2
Africa	4,2	4,1	3,8	4	4,2	4,2
<b>TOTALE MONDO</b>	<b>99,5</b>	<b>100,6</b>	<b>91,5</b>	<b>97,7</b>	<b>99,9</b>	<b>101,9</b>

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

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

(C) Australia, Giappone, Corea e Nuova Zelanda; dal 2012 anche Israele.

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

Per il secondo anno consecutivo, i Paesi industrializzati hanno registrato un aumento dei consumi, invertendo la tendenza di sostanziale stallo visibile nei due anni prima della pandemia. L'incremento, pari al 2,5% rispetto al 2021, è stato superiore in termini percentuali a quello dell'aggregato non OCSE (+2,3%) e quasi allineato in termini assoluti (+1,1 vs +1,2 milioni di barili/giorno). Rileva notare, in particolare, la dinamica dei consumi cinesi, che hanno mostrato un calo di 400.000 barili/giorno: si tratta della prima variazione annua negativa dall'inizio del nuovo millennio. Il paese asiatico – ormai fattore determinante della domanda petrolifera mondiale – ha, infatti, fortemente risentito delle politiche zero-Covid adottate dal Governo per arginare anche minimi tassi di contagio; questa condizione, unitamente alla crisi del mercato immobiliare, ne ha significativamente indebolito il quadro economico, con il PIL in crescita del 3% rispetto all'8,1% del 2021.

La previsione per il 2023 (Tav. 1.3) evidenzia, tuttavia, un'evoluzione più in linea con la tendenza dell'ultimo decennio. A fronte di un contenuto aumento dei consumi nell'area OCSE (+0,7% sul 2022), si stima il ritorno di una crescita robusta nell'insieme dei paesi meno avanzati, pari al +3,1% rispetto all'anno precedente. La Cina contribuirà da sola al 60% dell'incremento complessivo, grazie alla cessazione delle politiche di contenimento dei contagi e alle migliorate prospettive economiche. Rileva, infine, notare che i consumi OCSE non sono tornati in nessun'area ai livelli pre-Covid e, in base alle stime, non verranno recuperati nemmeno nel 2023. Diversamente, già nel 2022, la domanda dell'area non OCSE si è quasi ovunque riallineata a quella antecedente lo stato pandemico.

Dopo le difficoltà emerse nel 2021, l'offerta petrolifera mondiale ha mostrato nel 2022 una crescita sostenuta (+4,6 milioni di barili/giorno), attestandosi a 99,9 milioni di barili/giorno, un livello allineato a quello dei consumi sebbene ancora inferiore a quello pre-Covid. A trainare la crescita complessiva è stato l'insieme dei Paesi OPEC che, congiuntamente, hanno segnato un incremento di 2,8 milioni di barili/giorno. Minore, ma comunque signi-

ficativo se rapportato all'anno precedente, è stato l'incremento dei Paesi esterni all'Organizzazione, che hanno contribuito per circa 1,8 milioni di barili/giorno.

**TAV. 1.3** *Produzione mondiale di petrolio<sup>1</sup> dal 2017 al 2022 e previsione per il 2023 (in milioni di barili/giorno)*

PAESI E AGGREGATI	2018	2019	2020	2021	2022	PREVISIONE 2023
<b>Paesi OCSE</b>	<b>26,9</b>	<b>28,7</b>	<b>28</b>	<b>28,2</b>	<b>29,3</b>	<b>30,5</b>
Americhe	23	24,8	23,9	24,3	25,6	26,9
Europa	3,5	3,4	3,6	3,4	3,2	3,2
Asia-Oceania	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Paesi non OCSE</b>	<b>31,6</b>	<b>31,8</b>	<b>30,3</b>	<b>30,5</b>	<b>31,0</b>	<b>31,0</b>
Russia e altri paesi CSI	14,6	14,6	13,5	13,8	13,9	13,4
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,8	3,9	4	4,1	4,2	4,3
Resto Asia	3,4	3,3	3	2,9	2,7	2,7
America Latina	5,1	5,3	5,3	5,3	5,6	6,1
Medio Oriente	3,1	3	3	3,1	3,2	3,2
Africa	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3
Guadagni di raffinazione	2,4	2,4	2,1	2,3	2,3	2,4
Biocarburanti <sup>(A)</sup>	2,7	2,8	2,7	2,8	2,9	3,1
<b>TOTALE NON OPEC</b>	<b>63,5</b>	<b>65,6</b>	<b>63,1</b>	<b>63,8</b>	<b>65,5</b>	<b>67,1</b>
<b>TOTALE OPEC<sup>(B)</sup></b>	<b>36,8</b>	<b>35</b>	<b>30,8</b>	<b>31,6</b>	<b>34,4</b>	<b>32,6<sup>(D)</sup></b>
<b>Greggio</b>	<b>31,4</b>	<b>29,6</b>	<b>25,7</b>	<b>26,4</b>	<b>29,1</b>	<b>27,2<sup>(D)</sup></b>
<b>Gas liquidi</b>	<b>5,4</b>	<b>5,3</b>	<b>5,1</b>	<b>5,2</b>	<b>5,3</b>	<b>5,4</b>
<b>TOTALE MONDO</b>	<b>100,3</b>	<b>100,6</b>	<b>93,9</b>	<b>95,3</b>	<b>99,9</b>	<b>99,7<sup>(D)</sup></b>
<b>Variazione scorte<sup>(C)</sup></b>	<b>0,8</b>	<b>0</b>	<b>2,3</b>	<b>-2,3</b>	<b>0</b>	<b>-2,2<sup>(D)</sup></b>

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

(B) Riferito ai Paesi appartenenti all'OPEC.

(C) 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.

(D) Previsioni RIE.

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

Tuttavia, la tendenza non è indicativa di un cambiamento strutturale, stante il protrarsi di bassi investimenti nell'*upstream* petrolifero e la ridotta capacità inutilizzata disponibile su scala globale. Piuttosto, è l'esito della politica di aumento progressivo della produzione portata avanti dall'OPEC+ per gran parte dell'anno e delle buone *performance* produttive dei paesi esterni all'Alleanza, tali da consentire il ripristino di una condizione di maggiore equilibrio domanda-offerta. Il 5 ottobre, tuttavia, durante il 33° vertice ministeriale OPEC e non OPEC, l'Alleanza ha inaspettatamente deciso di cambiare rotta, proponendo una riduzione produttiva di ben 2 milioni di barili/giorno a partire da novembre ed estendendo l'accordo fino a dicembre dell'anno successivo. Gli effetti di questa decisione sulla produzione complessiva saranno visibili nel 2023, anche in ragione della dichiarata riduzione della

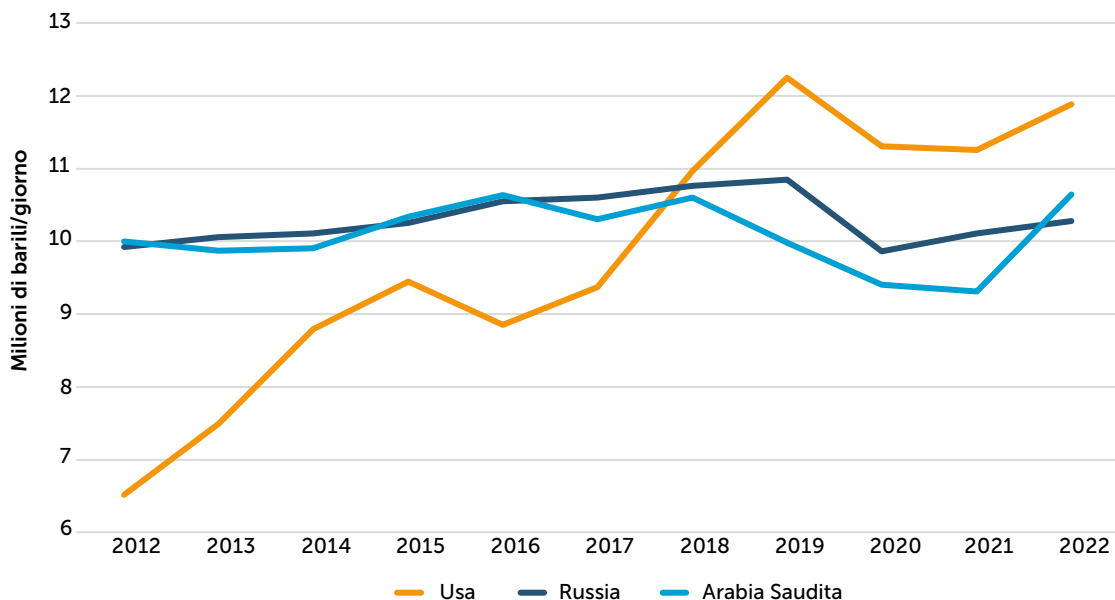
1 I dati AIE sulla produzione mondiale di petrolio per paesi o aggregati includono greggio, condensati e frazioni liquide del gas naturale (*Natural Gas Liquids* – NGLs) e altre fonti non convenzionali.

produzione russa di 500.000 barili/giorno a partire da marzo, in risposta alle sanzioni internazionali, e dell'ulteriore taglio di 1,16 milioni di barili/giorno deciso dall'OPEC+ a partire da maggio.

A livello di area, nel circuito esterno ai paesi OPEC+, l'aumento più sensibile muove dalle Americhe (OCSE), che da sole hanno contribuito al 76% della crescita produttiva dell'aggregato. La produzione USA, dopo due anni consecutivi di variazioni negative, ha ripreso a crescere e si è portata a 11,7<sup>2</sup> milioni di barili/giorno, ancora a livelli inferiori a quelli pre-pandemia di 12,5 milioni di barili/giorno (2019).

Nel 2022, gli Stati Uniti si sono quindi confermati il primo produttore mondiale di petrolio (Fig. 1.1). A seguire, l'Arabia Saudita che, per la prima volta dal 2017, ha superato il livello di offerta della Russia, la quale si è attestata in terza posizione. I 10,64 milioni di barili/giorno prodotti dal Paese arabo sono stati addirittura superiori al livello record messo a segno nel 2018.

**FIG. 1.1** Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori



Fonte: U.S. Energy Information Administration.

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

PAESI	2021					2022				
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA
Arabia Saudita	8,47	8,53	9,57	9,91	9,15	10,2	10,49	10,93	10,57	10,53
Iran	2,3	2,4	2,47	2,48	2,42	2,55	2,46	2,54	2,63	2,55
Iraq	3,88	3,94	4,06	4,24	4,03	4,29	4,45	4,54	4,5	4,45
Emirati Arabi Uniti	2,61	2,64	2,76	2,9	2,76	3,09	3,29	3,41	3,37	3,32
Kuwait	2,34	2,35	2,44	2,53	2,42	2,61	2,67	2,8	2,71	2,7

(segue)

2 I dati EIA considerano solo greggio e condensati. Sono quindi sensibilmente inferiori ai dati AIE che includono anche gli NGLs e altre fonti non convenzionali.



PAESI	2021					2022				
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA
Angola	1,14	1,12	1,11	1,12	1,12	1,16	1,17	1,15	1,08	1,14
Nigeria	1,39	1,34	1,27	1,24	1,31	1,3	1,15	1	1,13	1,15
Libia	1,15	1,15	1,16	1,12	1,15	1,08	0,77	0,96	1,17	0,99
Algeria	0,87	0,89	0,92	0,96	0,91	0,99	1,01	1,02	1,02	1,01
Congo	0,28	0,27	0,27	0,26	0,27	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26
Gabon	0,17	0,18	0,18	0,19	0,18	0,19	0,18	0,2	0,18	0,19
Guinea Equatoriale	0,11	0,11	0,1	0,08	0,1	0,09	0,09	0,09	0,06	0,08
Venezuela	0,55	0,55	0,59	0,76	0,61	0,72	0,74	0,66	0,68	0,7
<b>TOTALE</b>	<b>25,26</b>	<b>25,48</b>	<b>26,9</b>	<b>27,8</b>	<b>26,43</b>	<b>28,54</b>	<b>28,73</b>	<b>29,55</b>	<b>29,37</b>	<b>29,06</b>

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

Sul versante OPEC, l'aumento della produzione di solo greggio (+10%) è stato interamente determinato dagli incrementi registrati dai Paesi del Golfo Persico e in particolare da Arabia Saudita (+1,4 milioni di barili/giorno) ed Emirati Arabi Uniti (+0,56 milioni di barili/giorno), seguiti da Iraq, Kuwait e Iran. In calo o stabile la produzione degli altri membri dell'Organizzazione, soprattutto in ragione della ridotta o assente capacità di riserva al di fuori dei Paesi del Golfo e delle continue tensioni che affliggono alcuni Paesi africani come Nigeria e Libia, determinando una forte instabilità della relativa offerta petrolifera.

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

PAESI	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2019	2020	2021	2022	2019	2020	2021	2022
Arabia Saudita	12,00	12,00	12,22	12,20	2,10	2,79	2,21	1,70
Iran	3,80	3,70	3,80	3,80	-	-	1,30	-
Iraq	4,90	4,95	4,82	4,70	0,25	0,85	0,54	0,30
Emirati Arabi Uniti	3,40	3,45	4,03	4,10	0,31	0,59	1,15	0,90
Kuwait	2,86	2,86	2,78	2,80	0,17	0,44	0,23	0,10
Angola	1,45	1,45	1,17	1,20	0,17	0,18	0,02	0,10
Nigeria	1,80	1,80	1,53	1,40	0,03	0,31	0,32	0,10
Libia	1,17	1,25	1,23	1,20	0,01	0,90	0,18	0,00
Algeria	1,05	1,05	0,99	1,00	0,02	0,15	0,02	0,00
Congo	0,35	0,35	0,29	0,30	0,00	0,05	0,01	0,00
Gabon	0,22	0,22	0,21	0,20	0,03	0,02	-0,01	0,00
Guinea Equatoriale	0,12	0,12	0,12	0,10	0,00	0,01	0,02	0,00
Venezuela	0,78	0,70	0,81	0,80	0,00	0,19	0,01	0,10
<b>TOTALE</b>	<b>34,45</b>	<b>33,90</b>	<b>34,00</b>	<b>33,80</b>	<b>3,12</b>	<b>6,48</b>	<b>6,01</b>	<b>3,30</b>

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

## Prezzi dei greggi

Nel 2022 il prezzo medio annuale del Brent è cresciuto del 43% rispetto al 2021 e del 143% rispetto al 2020, portandosi a 101,2 \$/barile. Da gennaio a luglio, la tendenza è stata prevalentemente rialzista. L'anno si è aperto con quotazioni prossime a 80 \$/barile, sulla scia di uno squilibrio domanda-offerta già visibile nel 2021, determinato dalle difficoltà della produzione di tenere il passo con una crescita dei consumi *post-pandemia* superiore alle aspettative. La guerra Russia-Ucraina ha amplificato le tendenze al rialzo aggiungendo alle quotazioni il cosiddetto *war premium*, ovvero l'aumento dei prezzi (premio) generato dai rischi geopolitici. L'offensiva militare avviata il 24 febbraio 2022 dalla Russia ha spinto il Brent a superare i 100 \$/barile: da marzo a luglio le quotazioni del greggio di riferimento europeo hanno oscillato prevalentemente nella fascia 100-125 \$/barile, un livello che non si registrava dalla Primavera araba (2012-2014) e sostenuto dai timori di interruzioni consistenti e repentine delle esportazioni da Mosca, evenienza particolarmente critica in un mercato già poco flessibile. Il picco massimo è stato raggiunto in giugno, dopo la decisione dell'Unione europea di imporre un embargo su petrolio e derivati di provenienza russa tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023.

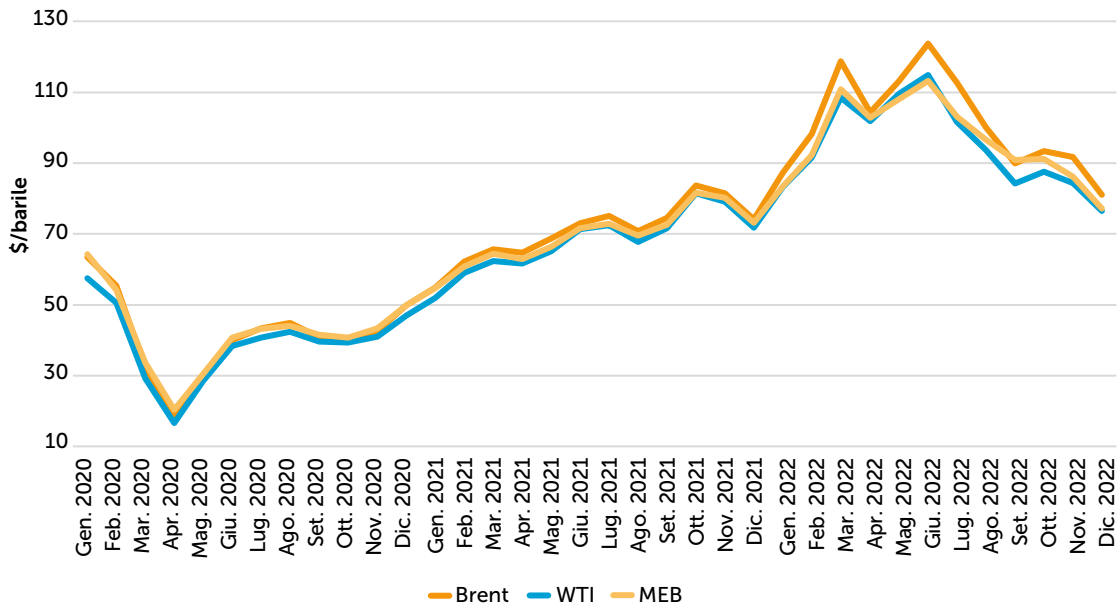
Tra agosto e novembre i prezzi hanno abbandonato la soglia dei 100 \$/barile, assestandosi nella fascia 80-90 \$/barile. Il calo è ascrivibile alla compresenza di fattori che hanno agito in senso opposto sui prezzi. Da un lato, le aspettative di peggioramento della situazione economica generale e di conseguente calo dei consumi, a rischio anche per la recrudescenza dei contagi da Covid-19 in Cina. Dall'altro lato, invece, il permanere del *war premium* che ha contribuito a definire una sorta di livello minimo attorno agli 80 \$/barile. Il ridimensionamento è stato altresì contenuto dalla decisione a sorpresa dell'OPEC *Plus* di tagliare la produzione di petrolio di 2 milioni di barili/giorno a partire da novembre, dopo una politica di aumenti produttivi continui nel corso del 2022.

Anche l'inizio del 2023 è stato caratterizzato dall'alternarsi di forze che agiscono in senso opposto sui prezzi. Nei primi due mesi dell'anno, il Brent ha oscillato quasi sempre al di sopra degli 80 \$/barile (con punte anche prossime a 88 \$/barile), sorretto da un quadro dei fondamentali reali che si prospettava più critico di quello del 2022. La fine delle misure restrittive in Cina ha consolidato le aspettative di crescita dei consumi mondiali, mentre il calo annunciato di 500.000 barili/giorno della produzione russa in risposta alle sanzioni occidentali – unitamente alla scarsa flessibilità produttiva di gran parte degli altri paesi produttori – ha riproposto il tema della difficoltà dell'offerta a tenere il passo. Una criticità, quella del potenziale squilibrio domanda/offerta, che va letta anche (ma non solo) come conseguenza del conflitto in atto. L'avvio degli embarghi su greggio e prodotti russi, rispettivamente il 5 dicembre e il 5 febbraio, nonché la definizione di un *price cap* sul petrolio di Mosca da parte del G7, non hanno avuto un riverbero immediato e diretto sui prezzi, ma non si può di certo negare il loro impatto indiretto: nel breve periodo, con la reazione russa di tagliare la produzione; nel più lungo periodo, in termini di riconfigurazione dei flussi petroliferi con conseguente modifica dei delicati equilibri geopolitici mondiali. Come già nel 2022, il prezzo appare inoltre, in corso d'anno, influenzato dalle prospettive economiche a livello mondiale, ancora non assestate, tra rischi di tenuta della crescita (enfaticizzati da situazioni di crisi nel sistema bancario negli Stati Uniti e in Europa, in Svizzera e anche in Germania, con un forte crollo del titolo azionario di *Deutsche Bank*) e una ripresa migliore delle aspettative. Le forze opposte in gioco stanno comunque definendo una banda di oscillazione tra i 70 e i 90 \$/barile.

Nel corso del 2022, si è assistito anche a un significativo ampliamento del differenziale tra Brent e WTI rispetto ai valori minimi del 2020 e del 2021: in media mensile, si muove con importanti oscillazioni nel *range* 2,6-11,1 \$/

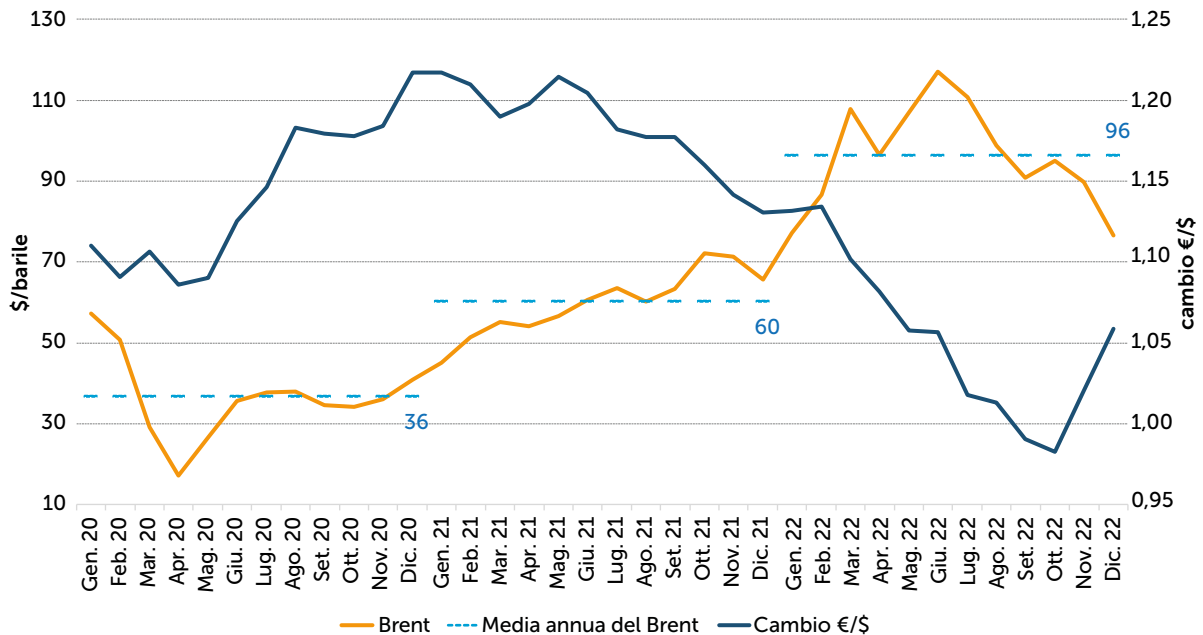
barile, rimanendo prevalentemente al di sopra dei 6 \$/barile. Ancora più variabile il differenziale rispetto al paniere di greggi medio-orientali che oscilla da -1 \$/barile a 10,5 \$/barile.

**FIG. 1.2** Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB (Middle East Basket)



Fonte: Platts.

**FIG. 1.3** Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio



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

Il 2022 sarà anche ricordato perché l'euro è sceso sotto la parità con il dollaro, toccando i minimi storici dal 2002. Il cambio è arrivato a un minimo di 0,98 in ottobre e ha chiuso l'anno in media a 1,05 \$ per 1 euro, in sensibile riduzione rispetto al livello di 1,18 del 2021 (-11%). Il deprezzamento dell'euro è stato progressivo, con

i mesi di settembre e ottobre al di sotto della parità; a fine anno si è registrato, tuttavia, un recupero attorno al livello di 1,05. A pesare sull'andamento è stato l'operato delle due banche centrali e in particolare l'iniziale cautela della BCE rispetto alle manovre più decise della FED in materia di rialzo dei tassi di interesse. Il costo in euro del greggio importato è quindi significativamente aumentato, in linea con l'andamento della quotazione espressa in dollari. Rispetto al 2021 si registra un aumento del 61% a 96,4 €/barile.

## Mercato internazionale del gas naturale

Nel 2022 il sistema europeo del gas naturale ha vissuto una crisi di portata storica, sia dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti, sia dal punto di vista dei prezzi, con questi ultimi che hanno raggiunto livelli mai toccati in precedenza. A seguito dell'invasione russa dell'Ucraina (24 febbraio 2022), la riduzione progressiva delle importazioni europee provenienti dalla Russia e l'impossibilità di poterle sostituire in tempi brevi hanno prodotto gravi tensioni sui mercati, esacerbando i fattori rialzisti già in atto dall'autunno 2021. Ciò ha portato l'Unione europea e i vari Paesi membri a varare misure straordinarie di breve e di medio termine per il contenimento dei consumi e, soprattutto, ad avviare un processo strutturale di sostituzione del gas russo con altre fonti. Tale percorso, pur non potendosi certo dire concluso, ha comunque prodotto risultati di rilievo che stanno cambiando il sistema di approvvigionamento europeo e i flussi commerciali del gas scambiato a livello internazionale: *in primis* attraverso il ricorso al GNL disponibile sul mercato internazionale e alla predisposizione e/o programmazione di nuovi terminali di rigassificazione (galleggianti e su terraferma); in secondo luogo, con l'aumento, dove possibile, delle importazioni via gasdotto alternative al gas russo. Sono stati infatti rinnovati o allacciati rapporti con paesi produttori per accrescere le fonti di importazione esistenti o trovarne di nuove.

Se lo scorso inverno il sistema gas non è andato in crisi, come sarebbe potuto accadere, è stato grazie a una rapida diversificazione delle fonti di importazione e alle misure di riduzione dei consumi del gas emanate dai Paesi UE, ma anche per una serie di fattori che hanno ridotto la domanda: le temperature invernali eccezionalmente miti e i comportamenti più attenti dei consumatori hanno diminuito i consumi per usi di riscaldamento e permesso un contenuto ricorso agli stoccaggi; i costi elevatissimi dell'energia, raggiunti soprattutto nei mesi estivi, hanno portato a una forte riduzione della domanda energetica dell'industria.

## Domanda di gas naturale

Dopo il rimbalzo record del 2021 (+4,7%), guidato dal recupero economico globale *post lockdown* e dalle condizioni meteorologiche (inverno freddo in diverse aree, seguito da un'estate molto calda), il 2022 ha visto una contrazione dell'1,5% circa dei consumi mondiali di gas, scesi secondo le ultime stime disponibili da 4.109 a circa 4.046 G(m<sup>3</sup>) (Tav. 1.6). A livello globale, le condizioni meteorologiche molto miti nel primo e nel quarto trimestre del 2022 hanno impattato negativamente sui consumi nel settore residenziale, mentre i prezzi elevatissimi hanno inciso su quelli industriali in Europa e in Asia Pacifico, con riduzione della produzione, contrazione della domanda e passaggio a combustibili alternativi. Inoltre, l'attuazione del regolamento (UE) 1369/2022 del 5 agosto 2022, sulle misure coordinate di riduzione della domanda di gas dopo l'aggravarsi della crisi geopolitica, ha contribuito a contenere i consumi.

**TAV. 1.6** Consumo<sup>(A)</sup> di gas naturale nelle principali aree del mondo (G(m<sup>3</sup>))

PAESI E AGGREGATI	2019	2020	2021	2022	VARIAZIONE PERCENTUALE 2022/2021
<b>Africa</b>	164	161	169	164	-3,0%
<b>Asia Pacifico</b>	829	834	891	877	-1,6%
<b>Centro e Sud America</b>	156	142	153	151	-1,3%
<b>Eurasia</b>	608	584	634	610	-3,8%
<b>Europa</b>	590	576	609	524	-14,0%
<b>Medio Oriente</b>	543	547	562	575	2,3%
<b>Nord America</b>	1.104	1.079	1.091	1.145	4,9%
<b>TOTALE MONDO</b>	<b>3.993</b>	<b>3.924</b>	<b>4.109</b>	<b>4.046</b>	<b>-1,5%</b>
<i>di cui:</i>					
<b>Paesi OCSE</b>	1.827	1.790	1.820	1.803	-0,93%
<b>Unione europea (UE 28)</b>	486	468	488	427	-12,5%
<b>Unione europea (UE 27)</b>	407	395	412	356	-13,6%
<b>Cina</b>	307	325	367	364	-0,8%
<b>Usa</b>	886	868	874	921	5,4%
<b>Russia</b>	482	460	501	475	-5,2%

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

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

Anche le aree abitualmente a maggiore crescita, come Asia Pacifico e Cina, hanno conosciuto una diminuzione della domanda, rispettivamente di -1,6% e -0,8%. Il calo è dovuto a un maggiore impiego del carbone per gli elevati prezzi del GNL e, in Cina, anche al *lockdown* imposto dalle autorità come misura anti-Covid, oltre che a temperature miti. Questi fattori hanno condotto alla prima flessione della domanda gas cinese dopo più di due decenni. L'Europa ha conosciuto il maggiore calo percentuale segnando -14,0%, per le motivazioni più avanti evidenziate. Gli USA, invece, hanno visto un sensibile incremento della domanda (+5,4%), determinato soprattutto dagli impieghi nel settore termoelettrico a seguito di un minore utilizzo del carbone per l'aumento del suo prezzo in confronto a quello del gas americano; ha contribuito anche un'estate molto calda che ha incrementato gli usi per raffrescamento.

A livello mondiale, la produzione di energia elettrica risulta il settore a maggiore consumo di gas, con una quota del 44%, seguita dalla domanda residenziale e terziaria con il 22% e dagli usi industriali con il 18% circa (fonte: *Gas Exporting Countries Forum*).

Nel complesso dei Paesi OCSE (Tav. 1.7), si rileva una riduzione dei consumi dell'1% circa, dopo un aumento dell'1,7% nell'anno precedente. Pesa sul valore medio la contrazione dell'area europea (12%) che ha più che compensato l'incremento dell'area Americhe. Stabile l'Asia-Oceania.

**TAV. 1.7** Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (G(m<sup>3</sup>))

AREA DI CONSUMO	2018	2019	2020	2021	2022
<b>OCSE Americhe</b>					
Produzione interna	1.099	1.185	1.172	1.208	1.259
+ importazioni	122	119	110	118	121
- esportazioni	183	208	221	268	281
- variazione scorte	-10	12	8	-7	-10
Consumo lordo <sup>(A)</sup>	1.039	1.068	1.048	1.059	1.109
<b>OCSE Asia-Oceania</b>					
Produzione interna	149	170	170	180	187
+ importazioni	184	172	168	166	160
- esportazioni	92	100	102	113	114
- variazione scorte	2	-1	-1	-3	3
Consumo lordo <sup>(A)</sup>	233	237	236	224	224
<b>OCSE Europa</b>					
Produzione interna	234	219	202	194	205
+ importazioni	757	776	733	737	697
- esportazioni	470	450	442	414	390
- variazione scorte	9	20	-13	-23	36
Consumo lordo <sup>(A)</sup>	511	522	507	534	470
<b>TOTALE OCSE</b>					
Produzione interna	1.482	1.574	1.544	1.582	1.651
+ importazioni	1.063	1.067	1.011	1.021	977
- esportazioni	744	758	765	795	785
- variazione scorte	1	31	-6	-27	29
Consumo lordo <sup>(A)</sup>	1.783	1.827	1.790	1.820	1.803

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

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*.

Nel 2021, nonostante il forte rialzo dei prezzi nella seconda metà dell'anno, la domanda di gas nell'Unione europea si era mostrata mediamente robusta, chiudendo su base annua a 412 G(m<sup>3</sup>) con un incremento del 4,3% sul 2020. Il 2022 ha visto invece i consumi flettersi del 13,6% (-56 G(m<sup>3</sup>)). Il clima eccezionalmente mite ha eroso la domanda per riscaldamento (-15% rispetto alla media del triennio precedente), mentre i prezzi record hanno determinato per l'industria il maggiore calo percentuale di settore (-26% sul triennio). A queste riduzioni hanno contribuito anche le misure di contenimento dei consumi fissate dalle istituzioni comunitarie con il regolamento (UE) 2022/1369 (riduzione volontaria dei consumi del 15% tra agosto 2022 e marzo 2023) e declinate in vario modo dagli stati membri. L'unico comparto di utilizzo del gas che a livello complessivo ha mantenuto volumi in linea o lievemente superiori rispetto alla media 2019-2021 è quello termoelettrico. A sostenere i consumi gas: la domanda elettrica, che almeno fino ad agosto si è mantenuta particolarmente elevata, per poi contrarsi significativamente nel quarto trimestre a causa del rialzo dei prezzi; il minore contributo di altre fonti, quali l'idroelettrico – a causa di un'estate siccitosa che nel Sud Europa ne ha ridotto l'apporto del 15% portandolo ai livelli più bassi dal 2000 – e il nucleare, in conseguenza della temporanea chiusura in Francia di 32 reattori su 56 per manutenzioni straordinarie.

Benché una diminuzione dei consumi sia riscontrabile in tutti gli stati membri, le sue dimensioni variano a seconda delle specificità di ogni mercato nazionale, del ruolo che il gas riveste nei rispettivi mix elettrici, dell'accesso a fonti alternative e delle misure di contenimento messe in atto dai diversi governi (Tav. 1.8). Considerando i primi cinque mercati dell'Unione europea per dimensione, Germania, Italia, Francia, Olanda e Spagna, si osserva come la riduzione dei consumi si muova in un intervallo che va da un minimo di -3,8% della Spagna fino al -22% dei Paesi Bassi. L'Italia registra 9,9% e la Germania -15,3%. Nel Regno Unito la domanda si è ridotta del 7% circa.

**TAV. 1.8** Consumi di gas naturale nell'Unione europea (G(m<sup>3</sup>))

PAESI	2018	2019	2020	2021	2022	VARIAZIONE PERCENTUALE 2022/2021
Austria	9	9,3	8,8	9,3	8,2	-12,4%
Belgio	17,7	18,2	18,3	18,3	15,7	-14,0%
Bulgaria	3,1	2,9	3,0	3,4	2,7	-20,0%
Cechia	8,3	8,7	8,8	9,5	7,6	-19,6%
Croazia	2,8	2,9	3,04	2,9	2,5	-13,3%
Danimarca	3,0	2,9	2,8	3,0	2,4	-18,4%
Estonia	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	-29,4%
Finlandia	2,6	2,6	2,4	2,4	1,3	-46,7%
Francia	40,9	41,6	38,6	40,9	37,0	-9,6%
Germania	85,3	91,8	89,3	93,6	79,3	-15,3%
Grecia	4,9	5,2	5,8	6,4	5,2	-19,6%
Irlanda	5,4	5,4	5,5	5,2	5,3	1,7%
Italia	72,7	74,3	70,9	76,1	68,5	-9,9%
Lettonia	1,4	1,4	1,1	1,2	0,8	-31,2%
Lituania	2,3	2,2	2,4	2,3	1,6	-28,3%
Lussemburgo	0,8	0,8	0,7	0,8	0,6	-25,9%
Malta	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	1,4%
Paesi Bassi	43	44,9	44,1	42,3	33,0	-22,0%
Polonia	20,8	21,3	22	23,4	19,4	-16,9%
Portogallo	5,8	6	6	5,8	5,5	-5,3%
Regno Unito	80,9	79,3	73,1	76,3	71,0	-6,9%
Romania	12	11,2	11,7	12,1	10,2	-15,7%
Slovacchia	4,6	4,7	4,9	5,5	5,3	-3,8%
Slovenia	0,9	0,9	0,9	1,0	0,8	-11,8%
Spagna	31	35,4	31,7	33,6	32,3	-3,8%
Svezia	0,8	1,1	1,1	1,2	0,7	-43,3%
Ungheria	10,1	10,2	10,6	11,2	9,5	-14,8%
UNIONE EUROPEA (UE 28)	470,9	486,1	468,3	488,5	427,3	-12,5%
UNIONE EUROPEA (UE 27)	390,0	406,8	395,2	412,2	356,3	-13,6%

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

In Italia, la diminuzione è stata di 7,6 G(m<sup>3</sup>), di questi ben il 59% è attribuibile ai minori prelievi delle reti di distribuzione urbane (legati prevalentemente ai consumi per usi civili), il 28% ai minori consumi delle grandi industrie allacciate alla rete di trasporto e poco meno del 12% alla diminuzione dei consumi termoelettrici (il restante è imputabile a consumi di sistema e ad altre voci residuali). Nel solo settore civile, è stimabile una minore richiesta nell'ultimo trimestre dell'anno, per effetto del clima più mite, di 1,9 G(m<sup>3</sup>), a fronte di un calo per altri effetti di poco più di 1 G(m<sup>3</sup>) (fonte: SNAM).

Nel primo trimestre del 2023 la domanda di gas naturale in Europa ha continuato a diminuire, segnando una variazione di -14% rispetto al 2022. Ancora una volta, le temperature molto più miti della norma e le misure volontarie di riduzione dei consumi adottate dai vari paesi hanno contribuito particolarmente alla discesa, sebbene il calo dei prezzi abbia determinato una leggera ripresa dei consumi nel settore industriale. La debolezza della domanda nel corso dell'inverno ha avuto come conseguenza un basso ricorso agli stoccaggi, che in media UE alla fine formale della stagione di erogazione (31 marzo) segnavano uno stato di riempimento del 56%, rispetto al 26% del 2022. Livello, quest'ultimo, che aveva posto il sistema gas europeo di fronte a una situazione estremamente critica per riuscire a raggiungere entro la successiva stagione invernale uno stato di riempimento tale da assicurare, in assenza o quasi di gas russo da metanodotti, un adeguato livello di sicurezza dell'offerta.

In Italia, nel primo trimestre 2023 i consumi sono calati del 19% rispetto al 2022 (-4,7 G(m<sup>3</sup>), principalmente a causa di temperature rimaste quasi costantemente molto al di sopra delle medie stagionali, ma anche per i minori consumi del settore termoelettrico (-27%), a fronte dell'aumento dell'uso del carbone.

## Offerta di gas naturale

Nel 2022 la produzione mondiale di gas (Tav. 1.9) è rimasta pressoché costante (-0,3%) a causa soprattutto del calo della domanda e delle tensioni geopolitiche, ma anche di un aumento dei costi di estrazione. La produzione di gas non convenzionale, cresciuta costantemente negli ultimi anni, ha continuato anche nel 2022 a costituire il principale fattore all'origine di questo aumento, con una quota sulla produzione globale di gas naturale che ha raggiunto il 31% (era del 25% nel 2021). Tale aumento è stato più che compensato da una diminuzione della produzione di gas convenzionale (fonte: *Gas Exporting Forum Countries*).

In Europa, la produzione è cresciuta del 3,6%, grazie all'apporto di Norvegia e Regno Unito, con volumi per i due paesi che hanno raggiunto rispettivamente i 127 G(m<sup>3</sup>) (+7,3%) e i 38 G(m<sup>3</sup>) (+16%). L'UE 27 ha segnato invece una diminuzione del 7,7%, cui ha contribuito la programmata discesa della produzione del giacimento di Groningen, in passato una delle principali fonti di approvvigionamento di gas europeo. Il Governo dei Paesi Bassi ha deciso di attenersi alla tempistica prevista per la chiusura del sito entro ottobre 2023 (fatta salva la possibilità di estenderne l'operatività di un anno in caso di carenza di gas in Europa durante l'inverno). La produzione statunitense ha visto un aumento del 3,7%, che ha fatto fronte alla maggiore richiesta da parte degli impianti di liquefazione. È cresciuta anche la produzione cinese (+6,3%), mentre il Medio Oriente ha registrato una variazione positiva del 2,7%. Significativa la riduzione di quasi il 12% della produzione russa, che pesa sulla contrazione complessiva dell'area eurasiatica (-9,2%).



**TAV. 1.9** *Produzione di gas naturale nelle principali aree del mondo (G(m<sup>3</sup>))*

PAESI E AGGREGATI	2019	2020	2021	2022	VARIAZIONE 2022/2021
Africa	252	241	262	251	-4,2%
Asia Pacifico	630	626	651	659	1,2%
Centro e Sud America	167	150	148	152	2,7%
Eurasia	921	866	961	873	-9,2%
Europa	249	230	222	230	3,6%
Medio Oriente	668	669	693	712	2,7%
Nord America	1.164	1.145	1.183	1.230	4,0%
<b>TOTALE MONDO</b>	<b>4.051</b>	<b>3.927</b>	<b>4.120</b>	<b>4.108</b>	<b>-0,3%</b>
<i>di cui:</i>					
Paesi OCSE	1.574	1.544	1.582	1.651	4,3%
Unione europea (UE 28)	110	96	84	85	1,6%
Unione europea (UE 27)	70	56	51	47	-7,7%
Cina	174	189	205	218	6,3%
Usa	968	954	984	1020	3,7%
Russia	738	692	762	672	-11,8%

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

Complessivamente, l'area OCSE ha segnato una crescita della produzione del 4,3%, a fronte di una riduzione dei consumi che, come indicato, è stata dell'1% circa. Le importazioni sono quindi diminuite del 4,3% e le esportazioni dell'1,2%. Le scorte segnano una variazione positiva di 29 G(m<sup>3</sup>) (Tav. 1.7). In riferimento all'area OCSE Europa, nel 2022 le importazioni sono diminuite del 5,5% a seguito del calo della domanda. A fronte del crollo delle importazioni dalla Russia (-34%), si registra un aumento dei flussi da altri paesi europei (+1,5%) e dall'Asia (+52%).

Sempre in riferimento all'area OCSE Europa, il 45% delle importazioni nel 2021 proviene da paesi europei, il 14% dalla Russia, il 3% dall'Asia e il restante 37% da altri paesi.

**TAV. 1.10** *Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (G(m<sup>3</sup>))*

AREA DI PROVENIENZA	2018	2019	2020	2021	2022
America del Nord	115,7	113,9	104,6	114,8	115
Asia <sup>(A)</sup>	0	0	0	0	0
Europa	0,3	0,1	0,1	0	0,1
Altre aree	5,8	4,8	5	2,7	5,7
<b>TOTALE IMPORT AREA: OCSE AMERICHE</b>	<b>121,8</b>	<b>118,7</b>	<b>109,6</b>	<b>117,6</b>	<b>120,8</b>
Oceania	51,6	53,4	52,1	48,1	56,1
Asia <sup>(A)</sup>	76,1	65,7	62,6	59,8	57,2
Europa e Russia	13,6	12,4	11,7	12,6	11,9
Altre aree	42,9	40,2	42	45,4	34,5
<b>TOTALE IMPORT AREA: OCSE ASIA-OCEANIA</b>	<b>184,2</b>	<b>171,7</b>	<b>168,3</b>	<b>165,9</b>	<b>159,7</b>

(segue)

AREA DI PROVENIENZA	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Europa</b>	394,5	374,2	354,3	337,6	342,8
<b>Russia</b>	76,9	83,3	93,7	104,3	68,9
<b>Asia<sup>(A)</sup></b>	24,3	36,8	29,8	22,4	34,2
<b>Altre aree</b>	261,0	282,0	255,4	272,9	250,6
<b>TOTALE IMPORT AREA: OCSE EUROPA</b>	<b>756,7</b>	<b>776,2</b>	<b>733,1</b>	<b>737,3</b>	<b>696,6</b>

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, aprile 2023.

Di grande rilevanza l'analisi dei cambiamenti nel sistema di approvvigionamento dell'Unione europea. Nel 2021, l'UE 27 aveva importato circa 375 G(m<sup>3</sup>) (al lordo delle riesportazioni), di cui l'80% via gasdotto e il 20% tramite GNL. Nel 2022 le importazioni complessive sono diminuite a circa 360 G(m<sup>3</sup>) (-3,6%), di cui il 64% via gasdotto e il 36% attraverso il GNL.

Le importazioni tramite gasdotto si sono ridotte del 21% circa (-63 G(m<sup>3</sup>)). La decisione dell'UE di sostituire nel breve-medio termine le importazioni dalla Russia ha portato a una riduzione dei flussi da quel paese di circa 80 G(m<sup>3</sup>). Nel 2021 la Russia pesava per il 50% circa delle importazioni UE via gasdotto; nel 2022 ha inciso per il 28%, attraverso una graduale riduzione dei volumi dalle varie vie di importazione, che sono raggruppabili in quattro percorsi principali: il gasdotto Nord Stream, attraverso il Baltico fino in Germania; il gasdotto Yamal, attraverso Bielorussia e Polonia; i gasdotti attraverso l'Ucraina; parzialmente, attraverso il Turkstream (Ungheria), il gasdotto diretto in Turchia. Nel 2022, la Russia ha fornito il 45% del suo gas via tubo tramite il Nord Stream 1, seguito dal 26% tramite le linee ucraine, mentre il 19% è entrato tramite il Turkstream.

La riduzione complessiva delle importazioni russe è stata immediatamente evidente fin dall'inizio del 2022 e si è accentuata mese dopo mese. Dopo lo scoppio del conflitto, la diminuzione è stata attribuita alla risposta della Russia alle sanzioni, attraverso il regime di pagamento del gas in rubli. In seguito, interruzioni dei flussi dal Nord Stream sono state imputate alle sanzioni tecnologiche imposte dall'UE, che avrebbero provocato l'impossibilità di sostituire alcune turbine. Nell'estate 2022 la Russia ha tuttavia interrotto e quindi arrestato completamente l'approvvigionamento attraverso tale gasdotto, che a settembre 2022 ha subito atti di sabotaggio tali da impedirne in ogni caso l'uso. Anche i flussi attraverso la Polonia si sono gradualmente prosciugati. A fine 2022 e inizio 2023, a parte il Turkstream, l'unico gas che giunge in Europa dalla Russia tramite gasdotto, peraltro in volumi molto ridotti, è quello attraverso Ucraina e Slovacchia fino al confine con l'Austria. Si è così passati da un volume giornaliero medio di 438 M(m<sup>3</sup>)/giorno nel 2021 (fonte: *Oxford Institute for Energy Studies*) a 35-40 M(m<sup>3</sup>)/giorno nell'inverno 2022/2023.

I volumi dalla Norvegia sono cresciuti di circa 7 G(m<sup>3</sup>). Inoltre, i paesi dell'Unione europea hanno firmato accordi per l'aumento delle importazioni dall'Algeria e dall'Azerbaijan. Nel 2022, l'Azerbaijan ha aumentato le esportazioni verso l'UE di 3 G(m<sup>3</sup>). Nel caso dell'Algeria, ci sono state alcune difficoltà nella produzione e uno spostamento dei flussi dalla Spagna all'Italia (-35% verso la Spagna (fonte: *Gas Exporting Forum Countries*), +11% verso l'Italia (fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica), con un leggero calo complessivo delle sue forniture all'UE di 3 G(m<sup>3</sup>).

Ma è soprattutto con il GNL che, complice il calo della domanda, l'Unione europea è riuscita a sostituire il gas russo e a procedere nel corso dell'anno al riempimento degli stoccaggi. Nel 2022 l'UE ha importato circa 130 G(m<sup>3</sup>) di GNL (fonte: Agenzia internazionale dell'energia), con un incremento del 63% rispetto al 2021 (80 G(m<sup>3</sup>)). A differenza degli anni precedenti, quando era il mercato di ultima istanza, l'Europa ha sostituito l'Asia Pacifico come mercato "premium" per il GNL, data la necessità di compensare il calo delle importazioni russe. Infatti, il prezzo del gas all'hub olandese TTF ha mantenuto un premio rispetto ai prezzi spot del GNL in Asia Pacifico (Fig. 1.7), attirando volumi significativi di gas liquido spot e/o con flessibilità di destinazione, carichi che sarebbero stati precedentemente diretti verso i mercati asiatici.

Nel 2022 si è verificata, quindi, una riconfigurazione dei flussi globali di GNL, con volumi significativi spostati dall'Asia all'Europa, pur rimanendo, la prima, l'area di mercato a maggiore utilizzo. Questo spostamento è iniziato nel quarto trimestre del 2021 ed è continuato nel 2022, trainato dall'indebolimento della domanda di GNL dell'Asia Pacifico e da prezzi spot nell'area a sconto rispetto al TTF. La debolezza della domanda asiatica di GNL nel 2022 è derivata principalmente dalla Cina e dai paesi del subcontinente indiano. Il differenziale di prezzo Europa/Asia ha così determinato un *netback* più elevato per i carichi del bacino atlantico esportati in Europa rispetto all'Asia.

In Europa sono giunti circa 130 G(m<sup>3</sup>) di GNL. A livello nazionale, Francia, Regno Unito, Spagna, Paesi Bassi, Belgio, Italia, Polonia e Lituania hanno registrato i maggiori aumenti delle importazioni, mentre la Germania è entrata a far parte del club degli importatori di GNL nel 2022, dopo l'avvio del suo primo terminale galleggiante nel dicembre 2022.

I vari terminali del Centro-Nord Europa hanno funzionato come porte di ingresso del GNL non solo per i paesi in cui sono ubicati, ma anche per altri paesi UE connessi tramite gasdotti. Le importazioni francesi di GNL sono aumentate di ben 13 milioni di tonnellate (18,2 G(m<sup>3</sup>)), trainate dalle forti esportazioni via gasdotto verso Belgio, Germania e Svizzera. Vale la pena ricordare che il Belgio utilizza capacità del terminale di rigassificazione di Dunkerque in Francia per importare GNL. Anche le importazioni del Regno Unito sono aumentate considerevolmente (+8 Mt, pari a +11,2 G(m<sup>3</sup>)), principalmente per le minori importazioni da gasdotto dalla Norvegia e per le forti esportazioni tramite condotta verso l'Europa continentale attraverso i gasdotti IUK e BBL. Nel frattempo, un calo delle importazioni via tubo dall'Algeria, ricarichi di GNL per la riesportazione verso i paesi dell'UE e un aumento delle esportazioni tramite gasdotto verso la Francia hanno determinato un incremento delle importazioni di GNL dalla Spagna. Le maggiori importazioni nei Paesi Bassi sono state conseguenza di minori importazioni, minore produzione interna e aumento delle esportazioni via gasdotto verso la Germania. In Italia le importazioni "dirette" di GNL approdate ai tre terminali di rigassificazione di Rovigo, Livorno e Panigaglia sono aumentate del 47% per complessivi 14 G(m<sup>3</sup>). Nel complesso, in Europa il tasso di utilizzo dei terminali GNL è passato dal 40% circa del 2021 a oltre il 60% del 2022.

Il ricorso al GNL disponibile sul mercato ha consentito nel corso dell'estate di recuperare il livello di riempimento degli stoccaggi che avevano terminato la stagione al 26% e che sono giunti al 1° novembre con il 95%, oltre gli obiettivi previsti dall'UE (fonte: *Gas Infrastructure Europe*).

Il 46% del GNL importato in UE 27 è provenuto dalle Americhe, in particolare dagli Stati Uniti, il 21% dall'Africa, il 15% dal Medio Oriente e il 15% dalla Russia, con un incremento del 35% (+5 G(m<sup>3</sup>)) rispetto al 2021. Il restante 3% è giunto da altri paesi esportatori (fonte: Bruegel).

Con riferimento ai volumi commercializzati sui principali *hub* internazionali, nell'Unione europea e nel Regno Unito, il volume di gas scambiato è crollato di quasi il 20% nel 2022, il livello più basso dal 2017. Il forte calo dei consumi e i prezzi elevati hanno pesato sul *trading*. Il *churn rate* combinato di Unione europea e Regno Unito è sceso su base annua del 7% a 11,5 punti, il livello più basso dal 2018. Il calo è stato più pronunciato durante il terzo trimestre, con i prezzi ai massimi storici, quando i volumi scambiati sono crollati del 25%. La discesa è stata guidata principalmente dal TTF, il più grande e liquido *hub* europeo, che da solo ha impattato per quasi il 90% della riduzione; di conseguenza, la sua quota sul totale del gas scambiato agli *hub* europei è scesa da circa l'80% nel 2021 a meno del 75% nel 2022. Il commercio di gas attraverso le borse ha resistito meglio (il calo è stato del 10%), mentre i volumi scambiati OTC sono diminuiti di circa un terzo. Di conseguenza, la quota scambiata in borsa è salita nel 2022 a oltre il 55%, dal 50% del 2021.

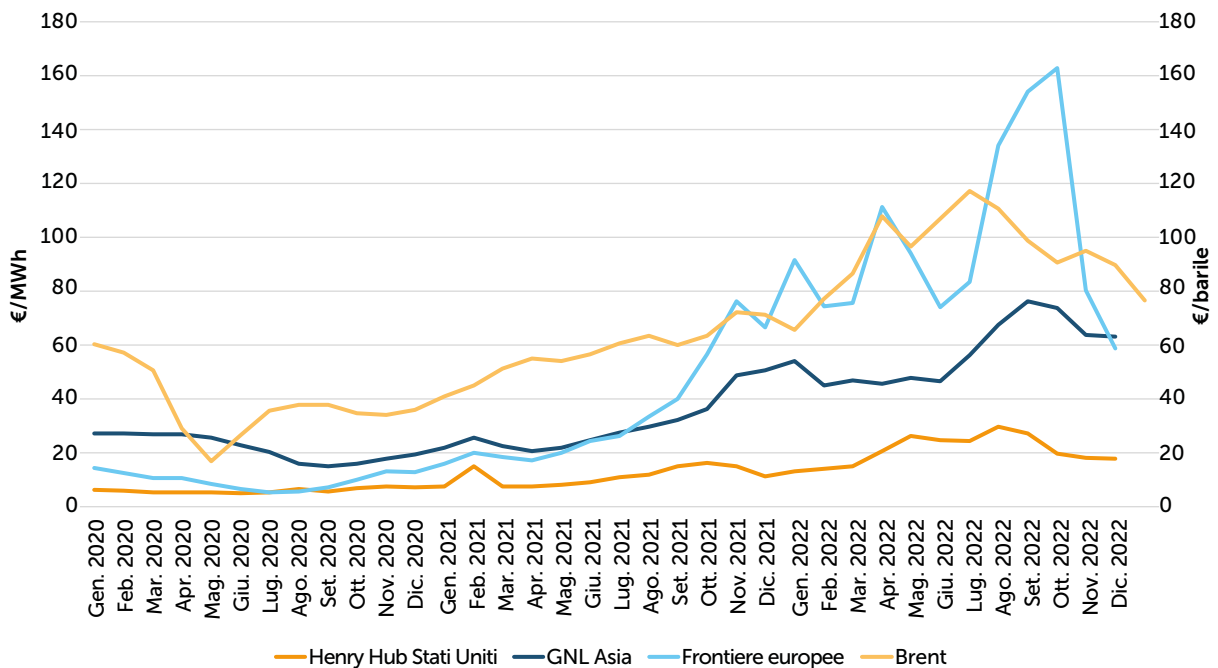
I volumi commercializzati sull'Henry Hub, principale punto di scambio americano, sono diminuiti del 5%. La flessione si è concentrata nella seconda metà dell'anno, quando i volumi scambiati sono scesi di oltre il 15% rispetto allo stesso periodo del 2021. Prezzi in rialzo e fondamentali tecnici "restrittivi" hanno pesato sulla liquidità del mercato. Il *churn rate* è diminuito di quasi il 10% a soli 40 punti, il livello più basso dal 2012. In Asia, le negoziazioni di derivati (ICE JKM) sono diminuite di oltre il 40% su base annua, riflesso dei minori acquisti di GNL *spot* e dell'aumento dei costi di *trading*. Il *churn rate* è sceso di poco sotto i 3 punti.

## Prezzo del gas

Già nella seconda metà del 2021, i mercati europei e asiatici avevano conosciuto un forte rialzo dei prezzi con i fondamentali di mercato in rapido e radicale mutamento. La progressiva crescita dei valori, accentuatasi nel corso dell'autunno 2021, era stata conseguenza di diversi fattori: ripresa della domanda rapida e intensa dopo la pandemia; volumi di gas russo nei mercati europei sui minimi contrattuali e cessata immissione da parte di Gazprom di quantità *spot*; concorrenza tra mercati asiatici ed europei per assicurarsi il GNL; basso livello di riempimento degli stoccaggi europei; effetti della riduzione progressiva degli investimenti globali nell'*upstream* della filiera avvenuta negli ultimi anni. A fine 2021 i prezzi ai principali *hub* europei avevano raggiunto i 115 €/MWh, per poi contrarsi moderatamente a inizio 2022, scendendo su 80-90 €/MWh.

Lo scoppio della guerra si inseriva, quindi, in un contesto di mercato già critico, esacerbandone gli effetti sui prezzi *spot* europei, che in marzo raggiungevano i primi record a 120-130 €/MWh, con punte sui 200 €/MWh. Nel corso dell'estate, la progressiva riduzione di gas russo e la necessità di procedere rapidamente al riempimento degli stoccaggi, che stava avanzando a ritmi troppo bassi, determinavano un forte squilibrio domanda/offerta che, insieme ad alcuni fattori congiunturali, spingevano i prezzi *spot* su livelli mai raggiunti prima: ad agosto, 230 €/MWh circa in media mensile, con punte giornaliere vicine ai 320 €/MWh, vale a dire un valore pari a quasi quindici volte il prezzo medio nel decennio 2011-2021. Pur con dinamiche simili in tutti gli *hub*, nel 2022, per la prima volta, si sono rilevati scostamenti significativi dei prezzi sulle varie piazze (Fig. 1.5), con TTF, PSV e l'*hub* tedesco THE, sempre sostanzialmente allineati, ma con valori superiori all'NBP inglese (e all'interconnesso *hub* belga di Zeebrugge) e al mercato *spot* francese, soprattutto per le diverse condizioni di domanda e le maggiori necessità di riempimento degli stoccaggi del primo gruppo di mercati.

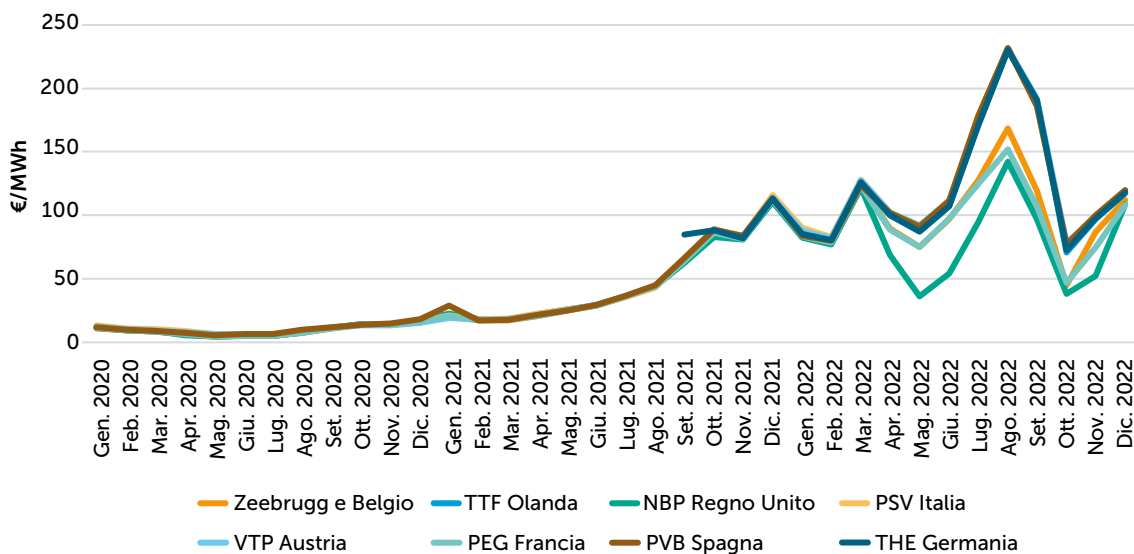
**FIG. 1.4** Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

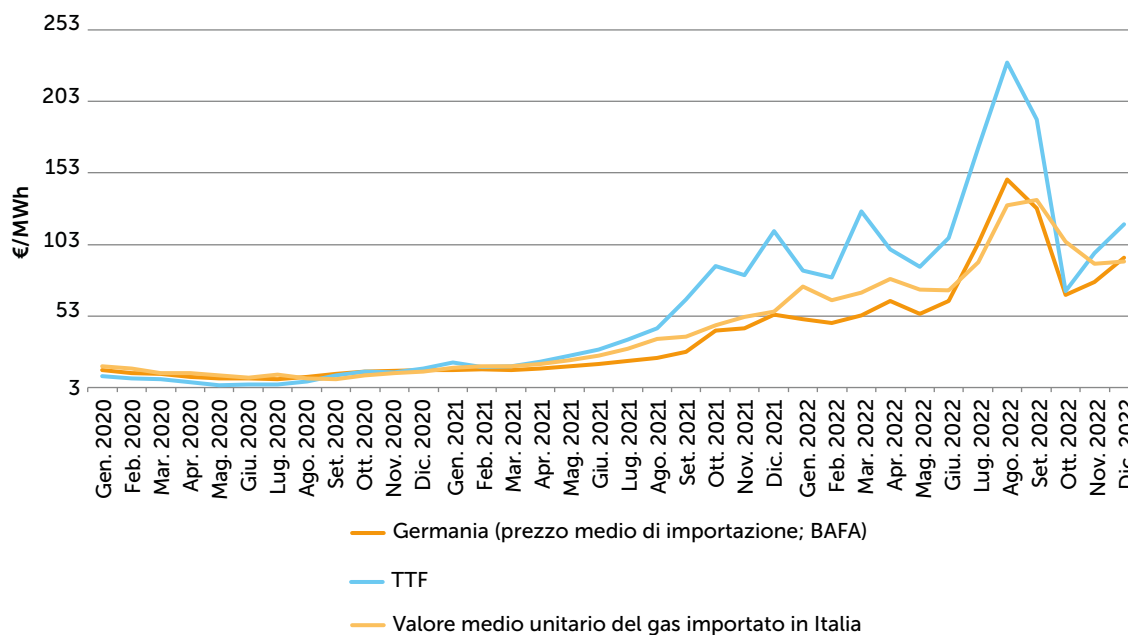
I livelli record delle quotazioni agli hub si ripercuotevano gradualmente anche sui prezzi medi di importazione alle frontiere (Fig. 1.4). Il valore medio indicativo del gas alle frontiere importato in Europa ha raggiunto i massimi in settembre e ottobre (155-160 €/MWh), mentre quello alla frontiera italiana indicativamente in settembre (134 €/MWh). L'indice BAFA, che rappresenta il prezzo mensile di importazione della Germania, media tra i valori del gas importato con contratti pluriennali e a breve termine, segna il massimo di 149 €/MWh in agosto (Fig. 1.6).

**FIG. 1.5** Prezzo del gas naturale negli hub europei



Fonte: Platts.

FIG. 1.6 Prezzo del gas naturale al TTF e prezzi all'importazione



Fonte: ICIS, Istat e Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

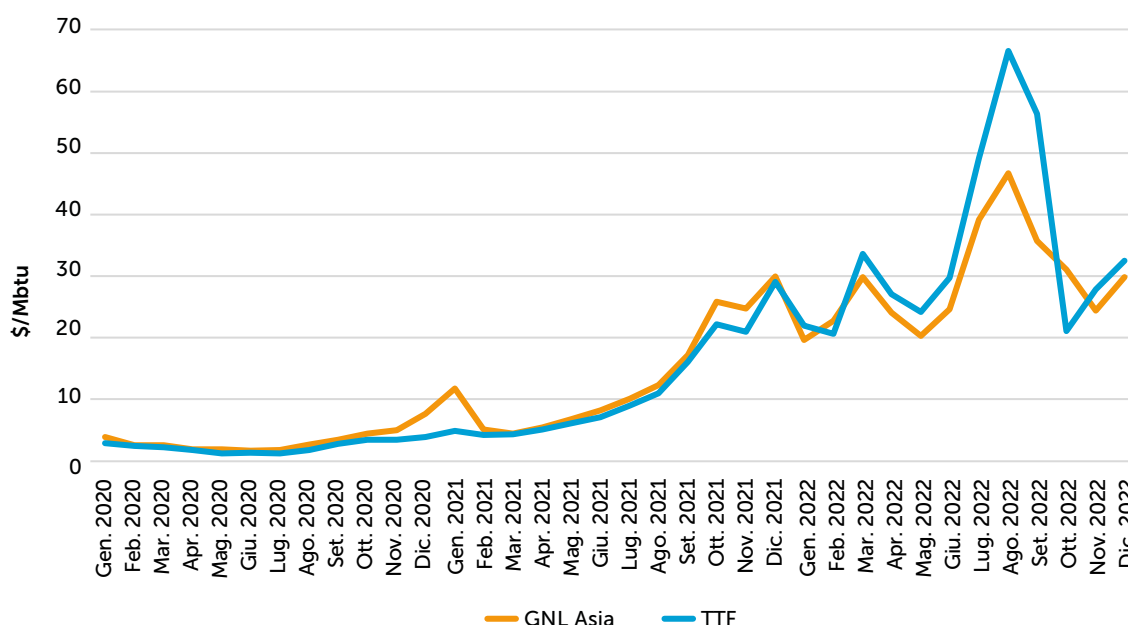
Dopo un calo nel primo autunno, le quotazioni del gas hanno ripreso a salire progressivamente a causa dell'aumento della domanda per riscaldamento e per un'incertezza dell'offerta senza precedenti, cui hanno contribuito anche problemi nelle centrali nucleari francesi. Nella prima metà di dicembre i prezzi del PSV hanno nuovamente raggiunto i 140 €/MWh, con un aumento del 55% rispetto alla media di novembre. Il PSV ha chiuso l'anno con un valore medio di 124,8 €/MWh, +167% rispetto al 2021 (47,2 €/MWh) e quasi 8 volte la media del 2019 (16,4 €/MWh).

L'Unione europea ha cercato di porre un tetto alla corsa dei prezzi del gas agli *hub*. Dopo lunghissime discussioni – sia per le difficoltà tecniche che tali interventi comportano, sia per le differenti posizioni e i diversi interessi tra i vari stati europei –, il 19 dicembre 2022 il Consiglio e la Commissione hanno trovato un faticoso compromesso politico che prevede un *price cap* a partire dal 15 febbraio 2023. Il *cap* entrerebbe in funzione qualora per tre giorni lavorativi consecutivi fossero rispettate due condizioni: a) il prezzo dei prodotti *month ahead* quotati sul TTF che supera i 180 €/MWh; b) la differenza tra il prezzo dei prodotti *month ahead* e il valore di un paniere di quotazioni *spot* del GNL che supera i 35 €/MWh. In sostanza, il tetto si applicherebbe solo in caso di prezzi elevatissimi, e in effetti non è poi mai entrato in funzione.

Infatti, dalla seconda metà di dicembre, le quotazioni hanno cominciato un progressivo ridimensionamento, che nei tre mesi successivi ha riportato i valori agli *hub* su livelli vicini a quelli antecedenti l'autunno 2021. Ciò è avvenuto, oltre che per la rapidità con cui l'Unione europea ha individuato soluzioni alternative temporanee o strutturali al gas russo, anche grazie a circostanze favorevoli: debole concorrenza asiatica sul GNL, calo della domanda per temperature eccezionalmente miti, distruzione della domanda industriale ed effetti delle misure statali per il contenimento dei consumi di gas. Questi fattori hanno dato respiro ai mercati spingendo i prezzi a scendere progressivamente e oltre ogni attesa, fino ai 43-45 €/MWh di aprile 2023.

Come detto, il prezzo del gas agli *hub* europei ha mantenuto quasi costantemente nel corso del 2022, in particolare a partire da marzo, un premio rispetto ai prezzi *spot* del GNL in Asia Pacifico (Fig. 1.7). Ciò è potuto avvenire anche grazie all'indebolimento della domanda asiatica, della Cina in particolare, dovuto a temperature estive e invernali miti, alla politica cinese zero-Covid, al buon livello delle scorte, al passaggio al carbone da parte di alcune *utility* in Giappone e Corea del Sud per ridurre i costi. Inoltre, gli elevatissimi prezzi hanno reso molto prudenti gli importatori asiatici circa un'eccessiva esposizione al GNL. Infatti, il livello delle quotazioni ha ridotto la domanda sia in quei paesi particolarmente esposti agli acquisti *spot* (India e Sud-Est Asiatico), sia per i *buyers* storici come Giappone e Corea che, nonostante un portafoglio di acquisti basato in prevalenza su contratti a lungo termine legati al petrolio (e quindi nel 2022 a prezzi meno elevati), hanno aumentato l'utilizzo del carbone.

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



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

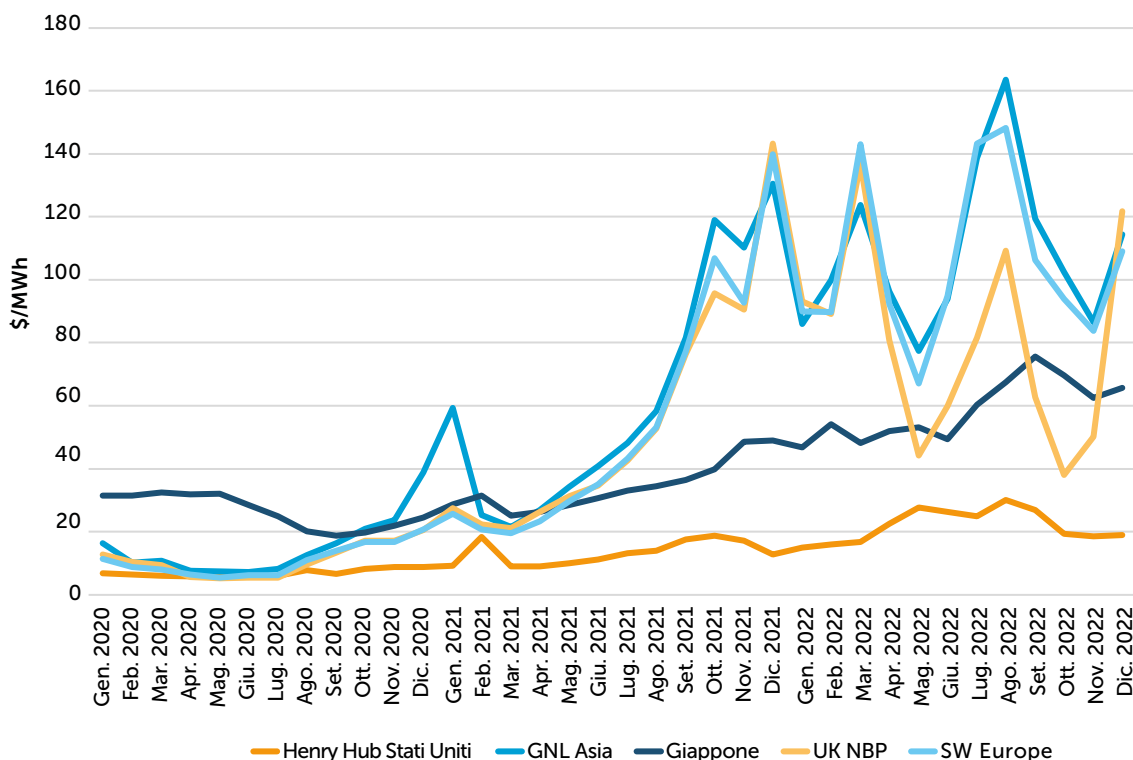
La figura 1.8 pone a confronto, a livello internazionale, i prezzi di Henry Hub, National Balancing Point inglese, area Sud-Ovest Europa, Nord-Est asiatico (mercato *spot*) e Giappone. In Asia, in media annua, il prezzo del GNL importato *spot* ha segnato 108,5 \$/MWh, +72% rispetto a quello del 2021 (a sua volta cresciuto di 4 volte rispetto ai 12 mesi precedenti). La quotazione media annua del GNL approvvigionato in Europa Sud-Occidentale è risultata in aumento di quasi il 90% sul 2021, in conseguenza dell'elevata domanda del vecchio Continente. Il GNL è stato importato in Giappone a un prezzo medio di 59 \$/MWh, +70% in confronto al 2021.

Pure in un contesto di prezzi sempre più alti della media degli anni precedenti, merita rilevare come nell'ultimo trimestre del 2022 i prezzi del GNL asiatico abbiano iniziato una graduale e progressiva flessione, che è proseguita nei primi mesi del 2023. Le cause vanno ricercate, come per l'Europa, in un inverno mite, abbondanti scorte e nel persistere di una generale debolezza della domanda.

Riguardo al mercato americano, pure in un contesto di aumento dei valori, l'area è rimasta meno esposta alle turbolenze dei mercati internazionali, grazie alla propria produzione interna. Il prezzo *spot* del gas di Henry Hub

(HH) è stato in media di 6,42 \$/MMBtu nel 2022 (21,9 \$/MWh), comunque superiore del 64% rispetto alla media di 3,91 \$/MMBtu nel 2021 (13,3 \$/MWh). La media annuale del 2022 è stata la più alta dal 2008, pur mantenendosi ben inferiore alle altre aree di mercato. La tendenza rialzista dei prezzi *spot* dell'HH è stata conseguenza del fatto che l'aumento della produzione di gas negli Stati Uniti non è stato sufficiente a soddisfare la crescente domanda, sia per il consumo interno, sia per le esportazioni di GNL, aumentate significativamente verso l'Europa per compensare le minori importazioni di gas dalla Russia. Nel mercato interno, anche la maggiore domanda di gas per la produzione di energia elettrica, la minore produzione di *shale gas* in alcuni giacimenti e le minori iniezioni di stoccaggio hanno sostenuto i prezzi. Il livello di stoccaggio sotterraneo di gas negli Stati Uniti nel 2022 era ben al di sotto della media storica di cinque anni. Nella seconda metà di agosto 2022, i prezzi *spot* giornalieri di HH sono stati scambiati sopra i 9 \$/MMBtu (30,7 \$/MWh). Nel corso del quarto trimestre i prezzi hanno però conosciuto una tendenza discendente per una crescita della produzione interna e una buona ricostituzione delle scorte, scendendo a fine 2022 a circa 3,5 \$/MMBtu (11,9 \$/MWh), il livello più basso da dicembre 2021. Il calo si è ampliato nei primi mesi del 2023, con quotazioni tornate su valori appena superiori ai 2 \$/MMBtu (6,8 \$/MWh) tra febbraio e aprile, a causa di temperature molto miti che non si registravano dal 2006.

FIG. 1.8 Prezzi del GNL per aree



Fonte: ARERA, elaborazione su dati World Gas Intelligence.

## Mercato internazionale del GNL

In base ai dati disponibili, nel 2022 il commercio internazionale di GNL ha registrato un aumento del 6% circa su base annua, avvicinandosi a 400 Mt. Si tratta di un tasso di crescita di poco superiore a quello del 2021 (4,5%), ma inferiore rispetto alla media annua dell'8% fatta segnare nel periodo 2015-2019 (+0,4% nel 2020).



L'aumento è stato guidato dalla domanda europea, la cui necessità di GNL per compensare l'ammancio del gas russo via *pipeline* ha indebolito i flussi di importazione da altre aree. Come detto, ciò ha determinato un'importante riconfigurazione dei flussi internazionali di scambio di gas liquefatto, con volumi dirottati dall'area asiatica e, in second'ordine, dai mercati dell'America Latina all'Europa.

La quota di mercato dell'Asia sul commercio internazionale è scesa dal 73% del 2021 al 64% circa, assestandosi sui 250 Mt. La diminuzione delle importazioni è stata del 7% e rappresenta il primo calo su base annua dal 2015. L'indebolimento della domanda di GNL è dovuto principalmente alla concorrenza europea con i prezzi *spot* su livelli record e alla disponibilità di fonti alternative di approvvigionamento di gas. A livello nazionale, la Cina (-20%) ha guidato il calo, seguita da India, Giappone, Pakistan e Bangladesh. Al contrario, le importazioni sono aumentate in Thailandia e Malesia. Il Giappone risulta essere il primo Paese importatore al mondo con poco più di 70 Mt, seguono la Cina con 63 Mt e la Corea del Sud con 47 Mt (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*).

L'America Latina e l'area caraibica hanno conosciuto una riduzione del 37% su base annua. Ma nel 2021 il Sud America aveva dovuto affrontare una delle peggiori siccità del secolo, che avevano portato Brasile e Cile a incrementare le importazioni di GNL per sopperire al crollo della produzione idroelettrica. Nel 2022, il ritorno delle importazioni su medie storiche è stato determinato principalmente dalla ripresa dei livelli idroelettrici e dall'aumento della produzione di gas in alcuni Paesi della regione. Il Brasile ha rappresentato la maggior parte del calo del 2022 (-72%), seguito da Cile, Porto Rico e Argentina. La quota dell'area sul mercato mondiale è passata dal 4,5% a meno del 3% (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*).

La quota dell'Europa (compresi Regno Unito e Turchia) sulle importazioni mondiali è, invece, salita dal 21% a quasi il 32%. L'UE, come detto, ha importato circa 130 G(m<sup>3</sup>), corrispondenti a 95 Mt circa, per una crescita di oltre il 60%. I maggiori Paesi importatori sono stati la Francia con 26 Mt (+100%), la Spagna con 23 Mt (+45%), l'Olanda con 13 Mt (+80%) e l'Italia, con circa 11 Mt (+47%). Il 42% delle forniture di GNL all'UE è provenute dagli Stati Uniti, seguiti dal Qatar (15%) e dalla Russia (15%) (Tav. 1.11).

A livello mondiale, il commercio di GNL *spot* e a breve termine (contratti a pronti o di durata inferiore ai due anni) è diminuito del 18% (21 Mt) su base annua, attestandosi a 100 Mt, lo stesso livello del 2019. Il calo è dovuto principalmente all'indebolimento della domanda *spot* nell'area Asia-Pacífico e alla partenza di accordi di compravendita a lungo termine. La quota del commercio *spot*/breve termine sul commercio globale di GNL è scesa dal 32% del 2021 al 25% del 2022 (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*).

La capacità di rigassificazione globale nel 2022 è aumentata di 28 Mtpa, raggiungendo i 1.037 Mtpa. A livello regionale, l'Asia-Pacífico ha la maggiore capacità, pari a 573 Mtpa, seguita dall'Europa (195 Mtpa), dal Nord America (155) e dalla Cina (195 Mtpa). Mediamente il tasso di utilizzo globale della capacità è stato del 39% (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*), ma l'UE ha registrato valori molto più elevati, dal 45%-50% di Belgio e Spagna, a oltre il 95% dell'Olanda (Fonte: Bruegel). Due nuovi Paesi si sono uniti alla lista degli importatori di GNL: Germania ed Ecuador.

**TAV. 1.11** Paesi importatori nell'Unione europea e fornitori di GNL nel 2022 (in Mt)

PAESI IMPORTATORI NELL'UNIONE EUROPEA	QUANTITATIVI IMPORTATI	PAESI ESPORTATORI VERSO L'UNIONE EUROPEA	QUANTITATIVI ESPORTATI
Francia	26,3	Stati Uniti	40,5
Spagna	22,9	Qatar	14,6
Olanda	12,6	Russia	14,2
Italia	10,6	Nigeria	8,0
Belgio	9,5	Algeria	5,3
Portogallo	4,6	Egitto	3,3
Polonia	4,4	Norvegia	2,6
Grecia	2,6	Trinidad	2,6
Lituania	2,3	Angola	1,8
Finlandia	0,2	Spagna	1,2
Germania	0,1	Guinea Equatoriale	1,1
-	-	Oman	0,7
-	-	Perù	0,2
<b>TOTALE</b>	<b>96,1</b>	<b>TOTALE</b>	<b>96,1</b>

Fonte: Elaborazione su dati IEEFA e Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica per l'Italia.

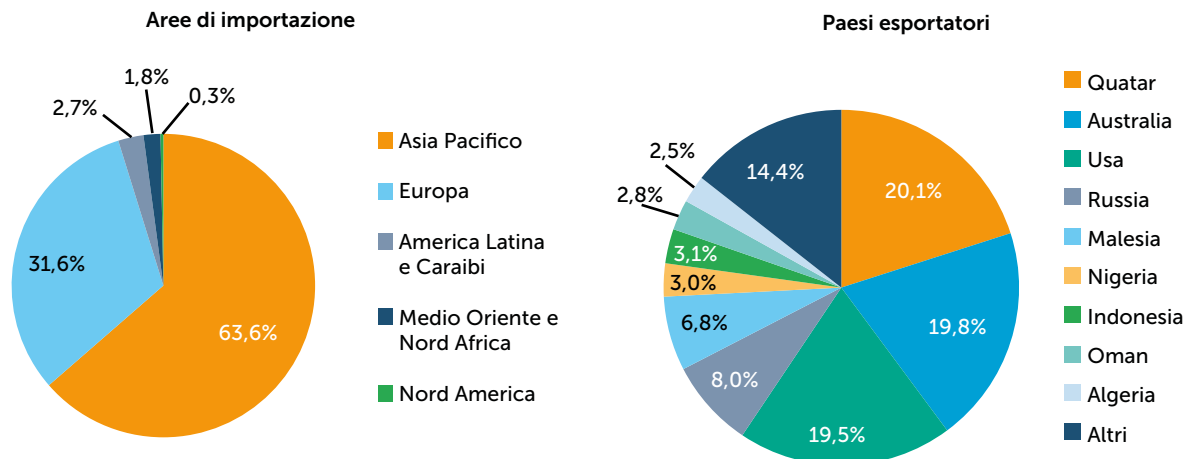
Lato offerta, il Qatar ha riconfermato, nel 2022, la sua posizione di maggiore esportatore mondiale con 80 Mt, seguito da Australia (79 Mt), Stati Uniti (78 Mt), Russia (32 Mt) e Malesia (27 Mt). L'incremento annuo delle esportazioni è stato guidato dagli Stati Uniti, seguiti da Russia, Qatar, Norvegia, Malesia e Trinidad Tobago. La crescita dei volumi esportati negli USA è ascrivibile alla partenza dell'impianto di Calcasieu Pass, al potenziamento dei liquefattori di Corpus Christi e di Sabine Pass nonché all'aumento di produzione del sito di Elba Island, che hanno compensato la chiusura dell'impianto di Freeport, interessato a giugno 2022 da un incendio che lo ha reso inattivo fino a febbraio 2023. In Russia, la maggiore produzione va ricercata nell'operatività a pieno regime degli impianti di Sakhalin 2 e Yamal LNG e nella partenza del liquefattore di Portovaya. Al massimo della capacità hanno operato i liquefattori in Qatar, mentre in Norvegia a sostenere l'export è stata la ripartenza del liquefattore Hammerfest LNG. Una maggiore disponibilità produttiva, infine, ha consentito di incrementare i volumi destinati all'estero di Malesia e Trinidad Tobago. Diminuiscono, invece, le esportazioni di Nigeria e Algeria, la prima interessata da una minore disponibilità di materia prima e la seconda dalla chiusura non programmata, da marzo a ottobre, di un treno dell'impianto di liquefazione di Arzew GL 3Z.

Nel 2022, complessivamente, la capacità di liquefazione è aumentata di 16 Mtpa, attestandosi a 186 Mtpa. Si tratta di un incremento maggiore rispetto ai circa 7 Mtpa registrati l'anno precedente. Il tasso di utilizzo dei liquefattori è stato in media dell'81%, in linea con l'anno precedente (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*).

Le decisioni finali di investimento (FID) hanno riguardato una capacità di liquefazione di 34 Mtpa (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*), sostanzialmente in linea con il 2021. Un freno è derivato dall'aumento dei costi e dall'inflazione nonché da un rallentamento nella stipula di contratti di acquisto a lungo termine. Gran parte dei nuovi progetti dovrebbe essere realizzata negli USA (23 Mtpa), quindi in Suriname (4 Mtpa), in Congo (3 Mtpa), in Canada (2 Mtpa) e in Malesia (2 Mtpa).

La flotta di navi metaniere a fine 2022 ammontava a 680 unità. Sono risultate 28 le nuove navi ordinate per una crescita del 4% sull'anno precedente, il livello più basso dal 2013 (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*).

**FIG. 1.9** Principali aree di importazione e paesi esportatori di GNL (in %)



Fonte: Elaborazione su dati *Gas Exporting Countries Forum*.

## Mercato internazionale del carbone

Dopo la crescita record del 2021 (+6%), nel 2022 la domanda di carbone ha registrato un nuovo aumento, seppure con un tasso inferiore rispetto all'anno precedente, pari a +1,2%. I volumi consumati dovrebbero così superare gli 8.000 Mt, il livello più alto di sempre.

A spiegare l'incremento della domanda sono stati soprattutto i prezzi record del gas, che hanno risentito delle tensioni geopolitiche e di riduzione dell'offerta susseguenti al conflitto russo-ucraino, nonché della diminuita disponibilità di altre fonti (idroelettrico e nucleare). Fattori che hanno incentivato ulteriormente il passaggio al carbone, soprattutto nella generazione elettrica, dove il ricorso a questa fonte è aumentato del 2%, fino a coprire il 36% del mix elettrico mondiale. Questo incremento assume ancora più rilevanza se si considera il contesto di crisi economica che ha interessato un largo numero di paesi e che ha pesato negativamente sui consumi energetici globali, compresi quelli del carbone nell'industria, che complessivamente si sono ridotti dell'1%, a causa di un rallentamento soprattutto del comparto del ferro e dell'acciaio.

Tuttavia, da un punto di vista regionale, la crescita non è stata generalizzata e a paesi con consumi sostenuti se ne contrappongono altri caratterizzati da una riduzione della domanda. Tra i primi, spicca sicuramente l'India, che, dopo il +14% raggiunto nel 2021, ha visto il suo ricorso al carbone crescere del 7%. L'espansione dell'elettrificazione del paese, unitamente al proseguimento della crescita economica (+6,8%) e a fattori climatici, hanno spinto l'uso del carbone nella generazione elettrica che, in questo comparto, segna +7%, arrivando a coprire quasi i tre quarti dei consumi elettrici. A questo si aggiunga l'indisponibilità ad acquistare fonti alternative come il GNL a prezzi ritenuti proibitivi per un paese che ancora oggi può contare su una produzione interna di carbone a costi contenuti e che meno di altri si è mostrato sensibile alle stringenti e vincolanti politiche ambientali.

Anche nell'UE 27, la crisi energetica ha favorito un "ritorno al carbone": il 2022 dovrebbe chiudersi con una domanda del 6,5% più elevata rispetto al 2021, in ragione soprattutto della maggiore richiesta nel comparto della generazione elettrica (+9%) che ha più che compensato il calo di circa il 2% del settore industriale. La riduzione dei flussi di gas russo e fattori di convenienza economica (i minori costi hanno imposto la produzione a carbone nell'ordine di merito), nonché linee di indirizzo da parte dei governi volte ad aumentare l'utilizzo del carbone a favore di un risparmio di gas, hanno spinto diversi stati europei, soprattutto nei mesi successivi allo scoppio della guerra, a massimizzare (in alcuni casi, a riprendere, dopo lo stop) la produzione termoelettrica a carbone.

Sostanzialmente stabile, invece, (+0,4%) la domanda di carbone cinese che, pur chiudendo sui valori più alti di sempre 4.250 Mt, ha risentito del rallentamento economico derivante dalle nuove restrizioni governative imposte per contenere la diffusione del Covid-19. La contrazione della produzione industriale ha pesato sulla domanda sia di carbone termico, impiegato in usi diversi dalla generazione elettrica (-1,8%), sia di quello metallurgico (-1,7%), utilizzato soprattutto nel comparto dell'acciaio. Il calo è stato parzialmente compensato da un aumento dell'1,8% della domanda di carbone nella generazione elettrica, che dopo un primo semestre di calo (-3%) ha recuperato, soprattutto nei mesi estivi, quando una forte siccità abbattutasi nella Regione cinese del Sichuan ha reso necessario un maggiore ricorso a questa fonte.

Tra i paesi che, al contrario, vedono i consumi di carbone rallentare rientrano gli Stati Uniti: in linea con la tendenza alla riduzione dei consumi che contraddistingue questa fonte dal 2014, il volume totale di carbone consumato è sceso del 6,3%. Il calo interessa principalmente il comparto della generazione elettrica, che da sola assorbe il 92% della domanda totale di questa fonte ed è ascrivibile a rilevanti criticità sul fronte dell'offerta che hanno fatto da freno alla domanda. In particolare, problemi logistici sulla linea di trasporto ferroviario e difficoltà nella ricostituzione delle scorte hanno fortemente limitato l'uso del carbone nella generazione elettrica, la cui quota tra le fonti energetiche per il sistema elettrico nazionale dovrebbe ridursi dal 23% al 20%.

Così come per la domanda, anche l'offerta, secondo i dati preliminari dell'IEA, nel 2022 dovrebbe avere segnato un nuovo record: una crescita del 5,4% per una produzione che supera le 8.300 Mt. A sostenere l'aumento sono soprattutto Cina e India, i cui volumi prodotti, in crescita rispettivamente del 7,5% e del 10,9%, più che compensano il calo della Russia (-7,4%). Aumento anche per l'Indonesia con +9,3%, mentre è sostanzialmente stabile la produzione degli USA (+2%) e in diminuzione quella dell'Australia (-5,2%), colpita da piogge intense e inondazioni.

Riguardo agli scambi internazionali (Tav. 1.12), le esportazioni sono aumentate globalmente dell'1,4%, mentre si sono ridotte del 2,1% le importazioni. La guerra russo-ucraina e le sanzioni che hanno interessato anche il carbone hanno costituito il principale elemento di discontinuità, ridefinendo anche in questo caso la geografia dei flussi. La Russia, nonostante mantenga il suo ruolo di terzo esportatore mondiale, ha visto crollare le proprie esportazioni del 10%, in ragione della difficoltà di collocare altrove il carbone prima destinato all'Europa. A sopperire all'ammancio russo sono stati sia importanti Paesi come l'Indonesia, principale esportatore di carbone con 473 Mt (+8,5%), sia produttori più piccoli come il Sud Africa (+10,3%) e la Colombia, che però ha visto diminuire del 3,2% i volumi complessivamente movimentati all'estero. In calo del 5,4%, per le criticità sopra esposte, le esportazioni dell'Australia, che comunque si conferma come secondo esportatore a livello mondiale.

Fra gli importatori, sono anche nel 2022 i Paesi asiatici ad assorbire i 2/3 dei volumi scambiati. Merita però rilevare la riduzione marcata dell'import della Cina, pari a -15,7%, imputabile, da un lato, al minore ritmo di crescita della domanda, e, dall'altro, alla spinta governativa verso lo sfruttamento delle risorse domestiche. Rialzo a due cifre,

pari a quasi +16%, delle importazioni tedesche di *hard coal* (antracite), che ha contribuito a sopperire al venire meno del gas russo per la generazione elettrica.

**TAV. 1.12** Mercato Internazionale del carbone (in Mt)

ESPORTATORI DI CARBONE	2019	2020	2021	2022 <sup>(A)</sup>
Indonesia	462	408	436	473
Australia	395	376	370	350
Russia	218	212	215	192
Stati Uniti	85	63	77	76
Sud Africa	79	73	63	70
Colombia	77	72	55	53
Altri	139	119	117	137
<b>MONDO</b>	<b>1.455</b>	<b>1.323</b>	<b>1.333</b>	<b>1.351</b>

IMPORTATORI DI CARBONE	2019	2020	2021	2022 <sup>(A)</sup>
Cina	317	317	338	285
India	241	220	207	221
Giappone	186	174	173	184
Corea del Sud	137	123	126	127
Taiwan	67	63	70	65
Germania <sup>(B)</sup>	41	30	38	44
Altri	450	411	419	415
<b>MONDO</b>	<b>1.439</b>	<b>1.338</b>	<b>1.371</b>	<b>1.341</b>

(A) Stime AIE.

(B) Per la Germania si considerano le importazioni di *hard coal* che pesano per il 95% sul totale del carbone importato. La fonte è Eurostat fino al 2021 e stima RIE per il 2022 (fonte: VDKI).

Fonte: AIE, Eurostat.

## Prezzo del carbone

La corsa dei prezzi del gas si è riflessa anche sull'andamento delle quotazioni dei principali carboni di riferimento, che, pur con le dovute specificità regionali, hanno conosciuto nel 2022 una nuova significativa crescita su base annua. Il rialzo più evidente, pari a +140%, si è registrato per l'API 2, *benchmark* europeo, che segna in media 287 \$/ton, quasi 170 dollari in più rispetto alla media dell'anno precedente. Il rialzo, concentratosi soprattutto fra marzo e settembre, trova giustificazione, da un lato, nelle quotazioni record del gas e in un minore apporto di fonti alternative che hanno spinto a uno *switch* obbligato verso il carbone nella generazione elettrica; dall'altro lato, è ascrivibile alla guerra in corso e al fondato rischio di scarsità lato offerta, conseguente prima alla progressiva riduzione volontaria da parte della Russia delle sue esportazioni all'UE, poi, a partire da agosto, all'entrata in vigore dell'embargo che ha bloccato l'approvvigionamento di carbone russo. Di qui, la necessità per l'Unione europea di trovare mercati alternativi, più lontani geograficamente.

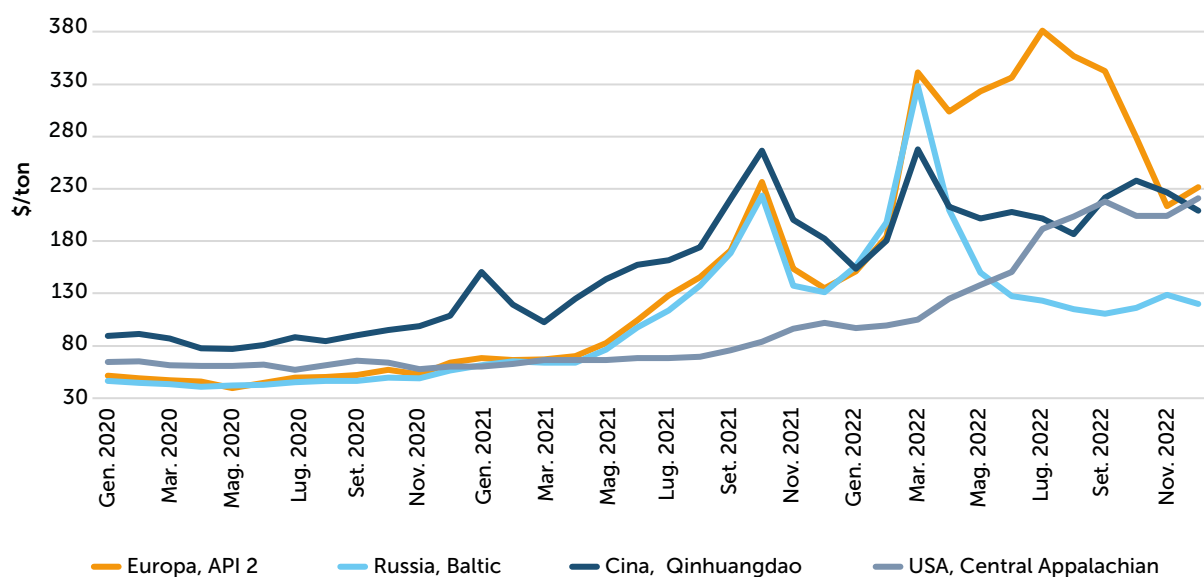
Allo stesso tempo, la Russia si è adoperata per trovare nuovi sbocchi al carbone invenduto all'Europa, riallocandolo sui mercati asiatici a un prezzo scontato, come dimostra l'andamento del Baltic, che rispetto al 2021 è cresciuto del 41%, chiudendo a 157 \$/t (il valore medio più basso fra i carboni analizzati), per un differenziale negativo rispetto all'API europeo che, dai pochi \$/t degli anni precedenti, è arrivato a superare per diversi mesi del 2022 la soglia dei 200 \$/t.

Il prezzo del Qinhuangdao cinese ha chiuso invece il 2022 con un rialzo medio del 25% sul 2021, per un valore di circa 209 \$/t. Su base mensile, i prezzi si sono mossi con andamenti alterni, registrando un rialzo più pronunciato solo durante i mesi estivi, quando, come già indicato, una forte siccità nella Regione del Sichuan ha ridotto la produzione idroelettrica imponendo un maggiore ricorso al carbone. Per il colosso asiatico, a contenere la corsa dei prezzi è stata una politica governativa che ha privilegiato un maggiore sfruttamento delle risorse interne, dopo le enormi criticità lato offerta che avevano contraddistinto il 2021. Nella prima metà del 2022, la Cina ha prodotto l'11% in più di carbone rispetto al pari periodo del 2021, aumento che, insieme alla contrazione della domanda, ha permesso la riduzione dell'import.

Negli USA, il prezzo *spot* del carbone Central Appalachian ha conosciuto un rialzo del 121%, chiudendo poco sopra i 160 \$/ton, risentendo principalmente delle dinamiche internazionali.

Pure in presenza di prezzi che continuano a rimanere elevati, merita rilevare come i principali carboni di riferimento abbiano registrato dopo l'estate una tendenza a una contrazione dei prezzi, ulteriormente amplificata nel primo trimestre del 2023. Le cause vanno ricercate nel generalizzato calo dei consumi delle principali *commodities* energetiche per le favorevoli condizioni meteorologiche e la riduzione volontaria della domanda, nella crisi che ha colpito alcuni comparti industriali *energy intensive* e nel miglioramento delle aspettative riguardo agli equilibri domanda/offerta per il prossimo inverno.

**FIG. 1.10** Prezzo del carbone nei principali mercati mondiali



Fonte: Refinitiv (newsletter GME) per l'API 2 Europeo; Eikon per Baltic e Qinhuangdao; EIA per US Appalachian.

## Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

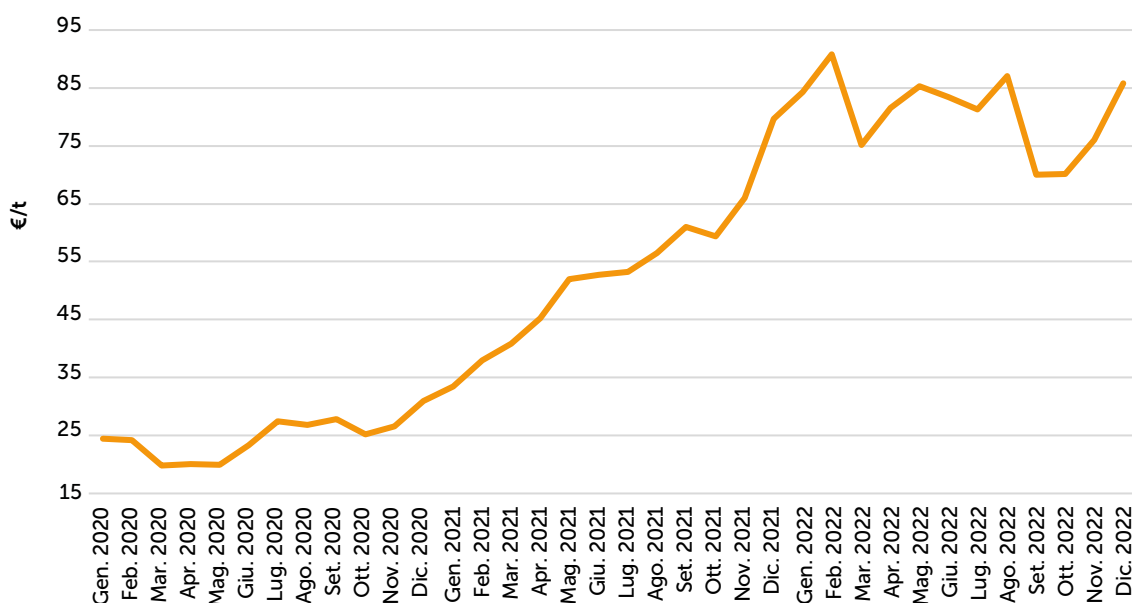
Secondo i dati della Commissione europea, nel 2022 le emissioni complessive verificate di gas serra degli operatori coperti dal sistema di scambio delle quote di emissione UE (ETS) hanno mostrato un lieve incremento, pari allo 0,5%. Si tratta, comunque, di un valore inferiore del 15% rispetto al dato pre-pandemia del 2019 e ben al di sotto del limite complessivo per il 2022 previsto dal sistema.

Due fattori opposti spiegano il risultato: da un lato, gli alti prezzi del gas e un ridotto apporto di nucleare e idroelettrico hanno sostenuto la domanda di carbone con conseguente aumento delle emissioni; dall'altro lato, la crisi che ha contenuto i consumi industriali ha determinato una riduzione della CO<sub>2</sub> rilasciata in atmosfera.

Pertanto, a un aumento del 2% delle emissioni del comparto della generazione elettrica ha fatto da contraltare un calo del 5% del comparto manifatturiero, concentratosi soprattutto nei settori dei fertilizzanti, dei metalli e del cemento. Si registra, inoltre, un netto incremento (+70%) per le emissioni dell'aviazione, a seguito della ripresa dei voli dopo gli anni della pandemia, anche se sono rimaste inferiori del 15% rispetto al valore del 2019.

Relativamente al prezzo dei permessi, dopo un 2021 di rialzi quasi continui, nel 2022 il *carbon price* ha seguito un andamento molto meno lineare. Complessivamente, l'anno ha comunque registrato una forte crescita media, pari al 52%, per un valore di 80,9 €/ton (+28 €/ton sul 2021), risultato però di un'ampia volatilità delle quotazioni che hanno alternato prevalenti fasi di rialzo ad alcuni periodi di contrazione (Fig. 1.11).

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



Fonte: ICE.

Nel primo bimestre, ha prevalso una tendenza al rialzo: a gennaio la media mensile ha chiuso a 84,3 €/ton, mentre a febbraio ha toccato la soglia dei 90,8 €/ton. Le ragioni vanno ricercate in fattori tecnici di supporto e nei risvolti politico-legislativi, con la Commissione europea prima non intenzionata a intervenire per frenare l'aumento delle quotazioni e poi aperta a discutere eventuali soluzioni per calmierare i prezzi. Il primo ripiegamento si è registrato a marzo, con il prezzo che ha perso quasi 16 €/ton rispetto a febbraio, a causa della forte incertezza sul mercato generata dallo scoppio della guerra in Ucraina. Nuove spinte al rialzo, legate a una maggiore richiesta di permessi dovuta all'aumento della generazione a carbone, hanno contraddistinto i mesi di aprile (81,5 €/ton) e maggio (85,3 €/ton). È poi seguito un periodo di leggera contrazione che ha caratterizzato i primi mesi estivi: giugno ha segnato in media 83,5 €/ton e luglio 81,3 €/ton. Ad agosto, invece, il *carbon price* ha chiuso a 87,1 €/ton, toccando il punto di massimo storico il giorno 19, quando la quotazione ha raggiunto circa i 98 €/ton. Il caldo estremo e siccitoso ha sostenuto la domanda elettrica e ha ridotto l'apporto di idroelettrico e nucleare (dato che le centrali nucleari necessitano di acqua per il loro raffreddamento). In settembre e ottobre si sono verificati nuovi e robusti cali, con valori nell'intorno dei 70 €/ton, per il concatenarsi di una serie di fattori: il rallentamento di alcuni comparti industriali; la maggiore offerta di permessi sul mercato; il clima autunnale, che è rimasto mite, e l'abbondanza di fonti alternative al carbone, che hanno contribuito a ridurre significativamente la richiesta di permessi.

Anche sul fronte istituzionale hanno contribuito al ridimensionamento dei prezzi i nuovi tasselli giunti nella riforma ETS II (definizione dei target di riduzione, estensione del meccanismo al settore trasporti su strada ed edifici a partire dal 2027; meccanismi di allocazione di permessi aggiuntivi; ecc.). Infine, a partire da novembre, pure in un contesto di fondamentali sostanzialmente non mutati, le quotazioni hanno ripreso a crescere, con rilevazioni giornaliere per buona parte stabilmente sopra la soglia dei 90 €/ton, ed estese anche ai primi mesi del 2023, sulla scia di indicatori tecnici rialzisti e dell'avvicinarsi della scadenza del 30 aprile, data entro la quale ogni anno devono essere restituite un numero di quote pari alle emissioni prodotte nell'anno precedente.

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

Nelle pagine che seguono è riportato, come di consueto, il confronto tra i prezzi medi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2022, nei diversi paesi, per varie classi e tipologie di consumo, come risultanti a Eurostat, l'Istituto statistico della medesima Unione europea, alla data del 5 maggio 2023. Si tratta dei dati che i paesi dell'Unione europea<sup>3</sup> sono tenuti a trasmettere secondo la metodologia di rilevazione introdotta dal regolamento (UE) 2016/1952<sup>4</sup>.

Nel corso del 2022 tali prezzi finali hanno conosciuto aumenti rilevanti, sulla scia delle dinamiche eccezionali registrate nei prezzi all'ingrosso del gas, come anche riportato in diversi paragrafi di questo Volume. Lo scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina e le conseguenti tensioni sui mercati, culminate anche in interruzioni di flussi di gas, hanno esacerbato gli effetti sui prezzi, suscitando anche timori di scarsità fisica della risorsa.

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> Regolamento (UE) 2016/1952 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee su prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica. Per una descrizione più dettagliata delle finalità e dei contenuti di tale regolamento, si rimanda al Capitolo 1 del Volume 1 della *Relazione Annuale* 2018.



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 con sovvenzioni a monte finalizzate alla riduzione dei prezzi oppure anche a valle, attraverso sconti e benefici di diversa natura direttamente corrisposti ai consumatori (si vedano, in questo senso, bonus, crediti d'imposta, ecc.). In altri casi, le politiche non hanno avuto effetti analoghi o quantificabili sui prezzi (si veda, per esempio, in Francia il costo di acquisizione di EdF o i contributi forfettari dalle/alle imprese produttrici/venditrici di energia). In aggiunta, tali politiche sono risultate eterogenee anche per livello, oltre che per tipologia dell'intervento, in ragione, tra l'altro, delle diverse caratteristiche dei rispettivi parchi produttivi di energia elettrica, dei vincoli esistenti sulle fonti utilizzate, inclusi quelli all'importazione, nonché del diverso grado di penetrazione del gas nei vari settori di consumo. Pertanto, con riferimento al 2022, 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 gioco<sup>5</sup>.

## Prezzi dell'energia elettrica

In un contesto straordinario di crescita generalizzata, la media ponderata dei prezzi lordi dell'energia elettrica delle cinque classi di consumo domestiche considerate da Eurostat è cresciuta in Italia del +40,3% nel 2022 (passando da 25,97 c€/kWh a 36,43 c€/kWh) e del +13% nell'Area euro (passando da 24,73 c€/kWh a 27,94 c€/kWh) (si vedano la tavola 1.13 e la figura 1.12). Nel 2021 gli aumenti in Italia e nell'Area euro si erano mantenuti nell'intorno del +5%.

L'aumento dei prezzi lordi in Italia è dovuto per un +50,8% alle sensibili variazioni (+72%) dei prezzi netti (dati dalla somma del prezzo di energia e vendita e dei costi di rete e che passano da 18,29 c€/kWh a 31,47 c€/kWh), calmeriate in parte (-10,5%) dalle pur significative misure di riduzione della componente oneri e imposte (-35,4%, da 7,68 c€/kWh a 4,96 c€/kWh). Nell'Area euro è risultato invece inferiore, benché marcato, l'aumento dei prezzi netti (+43,2%, da 15,7 c€/kWh a 22,48 c€/kWh) mentre è stata di poco superiore la riduzione di oneri e imposte (-39,5%, da 9,03 c€/kWh a 5,46 c€/kWh). Si osserva che mentre le variazioni in aumento dei prezzi netti nel 2021 in Italia e nell'Area euro erano risultate confrontabili (+14,6% e +11,6%), il contenimento delle componenti relative a oneri e tasse aveva già raggiunto il -14,3% in Italia, mentre nell'Area euro era ancora in fase di avvio e limitato al -3,3%.

Il contributo dei prezzi netti agli aumenti degli importi finali per i clienti italiani è per lo più dovuto (+46,3%) alle variazioni dei prezzi di energia e vendita (+98,2%, da 12,23 c€/kWh a 24,24 c€/kWh) mentre decisamente inferiore è il peso (+4,5%) delle variazioni dei costi di rete (+19,3%, da 6,06 c€/kWh a 7,23 c€/kWh<sup>6</sup>). Nell'Area euro gli aumenti dei prezzi di energia e vendita (+68,6%, da 9,12 c€/kWh a 15,38 c€/kWh) e dei costi di rete (+7,9%, da 6,58 c€/kWh a 7,1 c€/kWh) hanno pesato sugli importi finali rispettivamente per il +25,8% e il +2,2%.

5 Per una rassegna degli interventi pubblici adottati nei vari paesi, si vedano per esempio nelle pagine Eurostat dei prezzi le sezioni "Allowances in the reference period 2022 Semester 1 and Semester 2", o Bruegel, "National fiscal policy responses to the energy crisis", marzo 2023.

6 Fra le cause dell'aumento dei costi di rete è da considerare l'aumento del valore delle perdite di rete che sono incluse in questa voce, come richiesto dalla metodologia Eurostat.

Il differenziale dei prezzi lordi rispetto all'Area euro, che si era mantenuto inferiore al +6,5% negli anni 2020 e 2021, raggiunge nel 2022 quota +30%, mentre la differenza in termini di prezzi netti passa dal +16% al +40%. In merito alle componenti dei prezzi netti, il differenziale per i prezzi di energia e vendita, già pari al +34%, si porta al +58%, mentre diviene positivo anche quello relativo ai costi di rete (+2%) che invece era negativo e pari al -8% nel 2021. Si riduce, inoltre, l'ampiezza del differenziale negativo relativo a oneri e tasse, che passa dal -15% del 2021 al -9% del 2022.

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

PAESI	2021				2022			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	7,30	6,65	8,19	22,14	11,24	6,64	4,79	22,67
Belgio	8,47	10,54	9,60	28,61	22,93	9,41	7,61	39,95
Bulgaria	6,00	2,74	1,75	10,49	5,48	3,85	1,87	11,20
Cechia	9,81	4,12	3,86	17,79	23,53	6,50	4,96	34,99
Cipro	10,91	2,72	7,76	21,39	18,34	2,63	8,47	29,44
Croazia	5,81	4,47	2,92	13,20	6,58	4,74	3,02	14,34
Danimarca	7,47	5,16	13,37	26,00	24,34	5,70	16,60	46,64
Estonia	8,18	4,37	3,99	16,54	12,38	4,77	4,91	22,06
Finlandia	5,19	5,23	5,29	15,71	8,02	5,22	4,87	18,11
Francia	7,33	5,48	6,49	19,30	10,11	5,79	4,77	20,67
Germania	8,22	8,07	16,38	32,67	13,45	8,53	12,23	34,21
Grecia	12,07	2,63	4,50	19,20	33,48	2,68	-9,71	26,45
Irlanda	11,88	8,85	6,22	26,95	20,08	9,70	7,83	37,61
<b>Italia</b>	<b>12,23</b>	<b>6,06</b>	<b>7,68</b>	<b>25,97</b>	<b>24,24</b>	<b>7,23</b>	<b>4,96</b>	<b>36,43</b>
Lettonia	7,30	5,49	4,83	17,62	15,63	5,64	5,54	26,81
Lituania	5,24	5,47	3,45	14,16	11,24	5,39	3,68	20,31
Lussemburgo	6,55	7,32	5,13	19,00	8,71	7,23	3,38	19,32
Malta	12,03	2,70	0,90	15,63	11,68	2,70	0,87	15,25
Paesi Bassi	8,05	6,99	-2,02	13,02	20,38	7,22	-22,43	5,17
Polonia	4,58	4,81	6,89	16,28	5,31	4,92	6,27	16,50
Portogallo	7,65	4,45	10,32	22,42	13,70	6,02	3,62	23,34
Romania	7,19	4,23	4,28	15,70	16,98	4,58	1,96	23,52
Slovacchia	6,08	4,32	6,08	16,48	8,10	4,70	5,62	18,42
Slovenia	6,47	4,85	4,86	16,18	8,28	4,01	3,85	16,14
Spagna	12,67	7,16	9,03	28,86	17,10	8,06	6,65	31,81
Svezia	6,82	5,24	7,44	19,50	10,75	5,34	2,38	18,47
Ungheria	3,40	4,54	2,14	10,08	2,72	4,96	2,08	9,76
Unione europea	8,55	6,17	8,42	23,14	14,52	6,68	5,23	26,43
Area euro	9,12	6,58	9,03	24,73	15,38	7,10	5,46	27,94
Norvegia	7,19	3,74	3,89	14,82	14,69	3,43	-3,27	14,85

Fonte: Eurostat.

L'andamento dei prezzi medi riflette quello verificatosi nelle diverse classi di consumo; in relazione ai prezzi lordi, il differenziale tra quelli italiani e quelli medi dell'Area euro è positivo per tutte le classi, massimo nella prima (+35%) e nell'ultima classe (+29%) e inferiore al +30% nelle tre classi di consumo centrali, ove è pari a circa il +23%.

Si verifica, pertanto, un'inversione di tendenza, in particolare, nelle classi DB e DC<sup>7</sup> (che sono quelle dove si concentrano i maggiori consumi nel nostro Paese, coprendo in un caso il 36,7% e nell'altro il 40,8% del totale dell'energia elettrica fatturata al settore domestico nel 2022<sup>8</sup>) ove il differenziale per i prezzi lordi era rimasto debolmente negativo sia nel 2020 sia nel 2021.

In relazione ai prezzi netti, i differenziali sono prossimi al 30% in tutte le classi eccetto che nell'ultima, ove risultano pari al +43%; nelle classi DB e DC, in particolare, i differenziali erano pari rispettivamente al +7% e al +3% nel 2021.

L'ultima classe di consumo, che rappresenta una quota residuale dei volumi complessivi del settore domestico (1,6%), è quella dove risulta maggiore il divario dei prezzi di energia e vendita, passato dal +33% del 2021 al +62% del 2022, anche se l'aumento maggiore della componente si è verificato per la classe DD (cui compete una quota del 13,2% dei volumi), nella quale i differenziali sono passati dal +23% al +50%, assumendo un valore in linea con quelli delle tre classi precedenti, compresi tra il +52% e il +55%. In relazione ai costi di rete, il valore leggermente positivo del divario medio è dovuto in particolare alla crescita del differenziale per la prima classe (dal -3% al +1%), mentre nelle altre classi si mantiene un differenziale negativo, benché inferiore in modulo rispetto al 2021, e compreso tra il -17% della classe DC e il -12% dell'ultima classe.

La componente fiscale presenta anche nel 2022 una struttura debolmente progressiva a partire dalla classe di consumo DB; tuttavia, mentre nel 2021 la non degressività delle imposte costituiva ancora una peculiarità rispetto al resto d'Europa, nel 2022 anche nell'Area euro gli importi sono crescenti con la classe di consumo. Nonostante la significativa variazione negativa (-55,7%), gli oneri e le tasse rimangono superiori per i clienti italiani nella prima classe di consumo (con un differenziale di +65% rispetto ai clienti dell'Area euro), mentre nelle altre classi la presenza di variazioni negative in modulo decrescenti con il consumo (dal -36,4% della classe DB al -24% della classe DE) e inferiori a quelle registrate nell'Area euro (che vanno da -47% a -25%) agisce a favore del mantenimento del carattere di non degressività di oneri e tasse e della presenza di differenziali negativi rispetto all'Area euro compresi tra il -8% e il -11%.

Guardando all'incidenza della componente tasse e oneri, si registra in Italia un abbattimento in media del -54%, più importante di quello comunque elevato e pari al -46,5% dell'Area euro; di conseguenza, l'incidenza si porta in Italia dal +29,6% al +13,6% e, nell'Area euro, dal +36,5% al +19,5%. I valori di cui sopra sono dovuti alle misure di sostegno adottate sia in Italia sia negli altri paesi europei. L'incidenza è, in particolare, minima in Italia nelle prime due classi di consumo e pari al +11,7%, di poco inferiore al +15% nella classe DC e prossima al +18% nell'ultima classe DE; nell'Area euro l'incidenza delle imposte va dal +10% circa della prima classe al +26% circa dell'ultima classe.

---

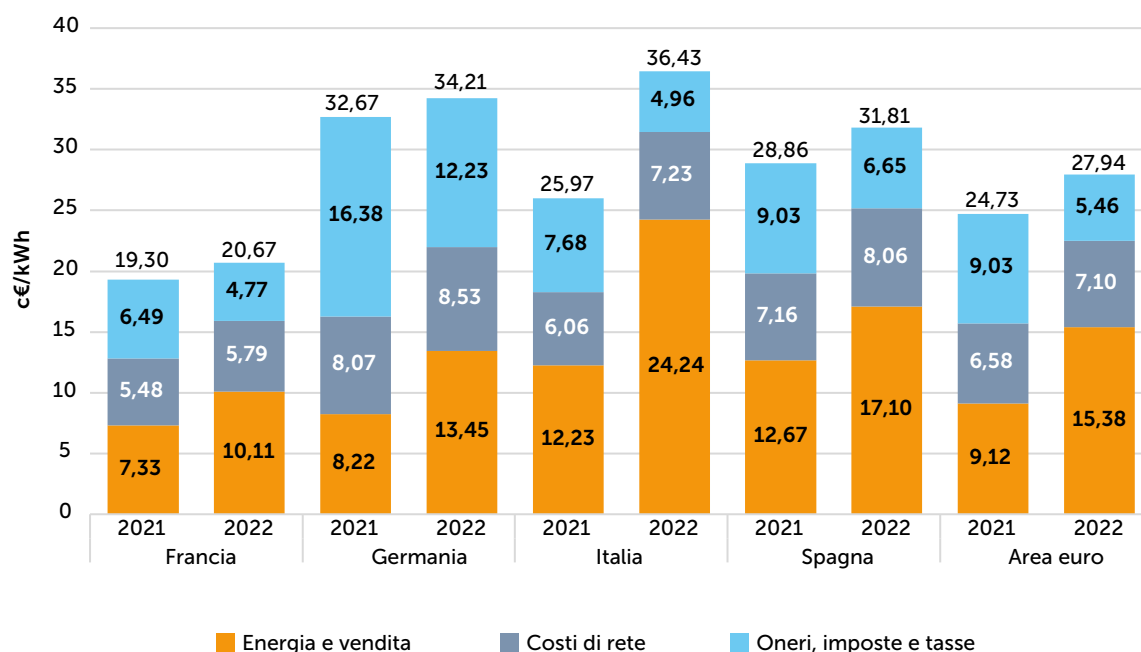
7 Con consumi rispettivamente compresi tra 1.000 e 2.500 kWh/a e da 2.500 a 5.000 kWh/a.

8 Fonte: raccolta dei prezzi medi ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com.

Passando al confronto tra i prezzi italiani e quelli dei principali paesi europei<sup>9</sup>, la Germania, con un prezzo medio di 34,21 c€/kWh, non si conferma, per la prima volta dal 2019, il paese con i prezzi dell'energia elettrica più alti per il comparto domestico, risultando sopravanzata solo dall'Italia in tutte le classi di consumo, eccetto che nella prima, ove i prezzi sono massimi per i clienti spagnoli. Mentre fino al 2021 il cliente domestico italiano pagava prezzi finali decisamente inferiori rispetto all'omologo tedesco, con un divario pari in media a circa il -21%, nel 2022 il differenziale medio è positivo e pari al +6,5%; le differenze sono maggiori nella prima (+14,1%) e nell'ultima classe (+14,3%), sono pari al +5,1% nella classe DD e minime nelle due classi centrali (+0,3% per la classe DB e +1,6% per la classe DC).

I prezzi della Francia (pari in media a 20,67 c€/kWh) si confermano quelli più vantaggiosi tra i principali paesi presi in esame; gli aumenti dei prezzi lordi in Francia, infatti, sono risultati in media non superiori al 7%. I differenziali tra Italia e Francia, in particolare, risultano ancora in aumento per tutte le classi: mentre per la prima classe i divari aumentano del 12%, passando dal +21% al +33%, gli aumenti dei differenziali nelle altre classi vanno dal +35% della seconda classe (che passa dal +12% al +47%) al +56% dell'ultima classe (che passa dal +17% al +73%). La Spagna, che presentava ancora nel 2021 prezzi più alti dell'Italia in media del +10%, manifesta nel 2022 prezzi in media pari a 31,81 c€/kWh e inferiori del 15% a quelli italiani; nello specifico, il differenziale tra Italia e Spagna rimane negativo solo nella prima classe di consumo e pari al -2%, mentre i differenziali negativi delle classi DB, DC e DD, compresi tra il -14% e il -20%, sono ora tutti positivi, tra il +4% e il +13%. In relazione all'ultima classe DE, in cui il differenziale era già positivo e pari al +16%, si assiste a una variazione in aumento nel 2022 fino al +43%.

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



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

In termini di prezzi netti, nel 2022 i differenziali crescono in media del +30% rispetto a Germania e Spagna, mentre registrano un incremento del +55% rispetto alla Francia. Di conseguenza i differenziali dei prezzi netti rispetto

<sup>9</sup> Con i principali paesi europei si intende Francia, Germania e Spagna, vale a dire i paesi dell'Area euro i cui mercati in esame presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia.

alla Germania sono prossimi al +40% in tutte le classi eccetto che nell'ultima, ove sono massimi e pari al +54%; più contenuti i differenziali rispetto alla Spagna in tutte le classi, ove risultano inferiori o uguali al +20%, eccetto che nell'ultima classe, che presenta differenziali massimi anche in questo caso e prossimi al +55%. Decisamente significativi i differenziali dei prezzi netti rispetto alla Francia, crescenti con il consumo e variabili dal +47% della prima classe al +86% dell'ultima classe.

In termini di prezzi di energia e vendita, i differenziali sono tutti positivi e in media pari al +58% rispetto all'Area euro, dal +42% rispetto alla Spagna al +140% rispetto alla Francia.

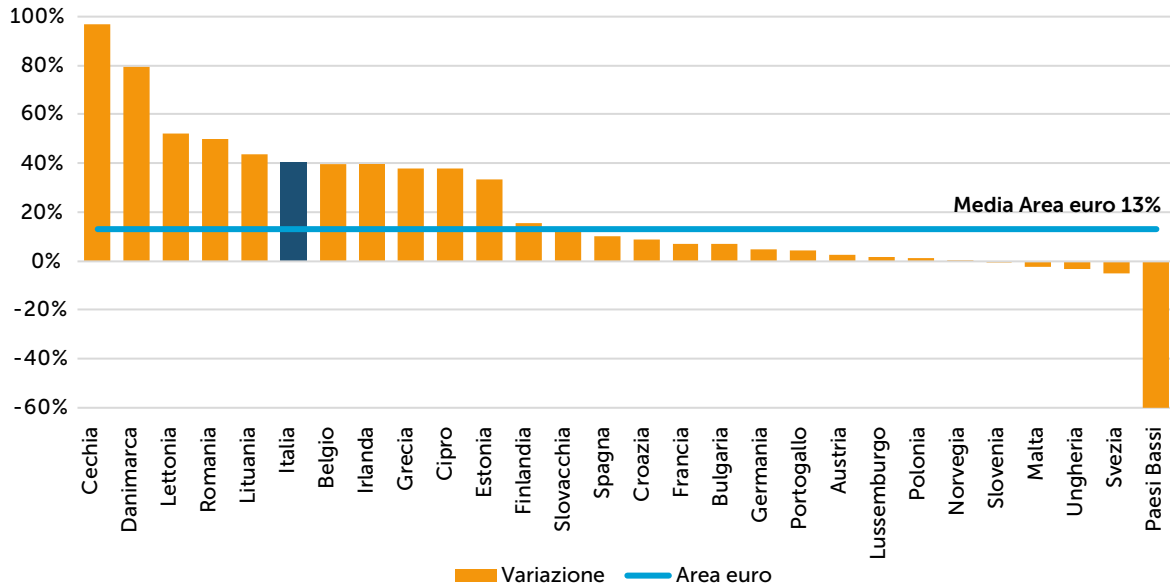
La Francia è però l'unico Paese rispetto al quale il differenziale è in media positivo anche in relazione ai costi di rete (+25%), laddove risulta negativo rispetto a Germania (-15%) e Spagna (-10%).

La Germania resta il Paese con i valori più alti di incidenza degli oneri e delle imposte, benché passi da valori superiori al 50% nel 2021 a circa il 36% nel 2022.

Incidenza in marcato calo anche in Francia, dove si colloca su valori medi del 23% (che erano del 34% nel 2021), e in Spagna, ove passa dal 32% al 21%. L'Italia è nel 2022 il Paese con l'incidenza inferiore di oneri e imposte, passata in media dal 29,6% al 13,6%.

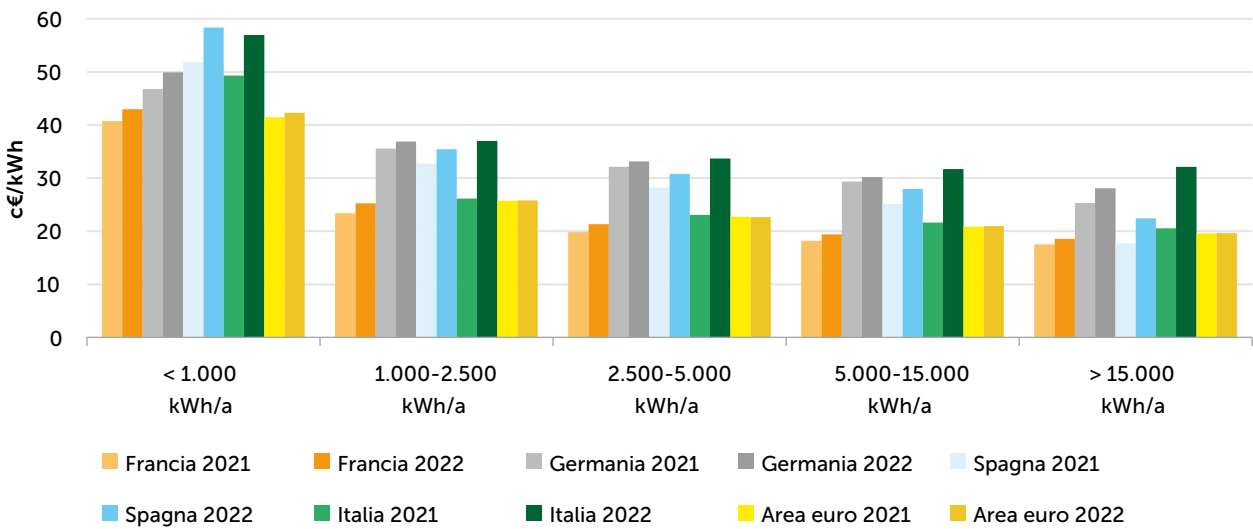
Con riferimento specifico alla classe di consumo intermedia DC (2.500-5.000 kWh/a) – rappresentativa del cliente domestico, in quanto, oltre ad avere il maggiore peso in termini di energia venduta, include il cliente tipo normalmente di riferimento per l'Autorità –, il prezzo lordo è aumentato del 46,1%, a fronte di un incremento medio nell'Area euro del 13,2% e di aumenti molto più contenuti nei principali paesi (+9,2% in Spagna, +7,6% in Francia e +3,2% in Germania). Sempre guardando ai valori al lordo delle imposte, le famiglie italiane con consumi in questa classe pagano un prezzo di 33,71 c€/kWh che corrisponde al 58% in più delle famiglie francesi (21,3 c€/kWh), al 9% in più delle famiglie spagnole (30,82 c€/kWh), mentre è del tutto confrontabile con il prezzo pagato dalle famiglie tedesche (33,17 c€/kWh), rispetto al quale lo scarto positivo è limitato al solo +1,6%.

**FIG. 1.13** Variazione nel 2022 dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

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



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

## Prezzi per i clienti industriali

L'andamento congiunturale sfavorevole dei prezzi dell'energia elettrica porta nel 2022 alla perdita, per i clienti industriali italiani, dei risultati conseguiti attraverso il lento, ma graduale, processo degli anni precedenti di riduzione del divario tra i prezzi medi lordi del nostro Paese e quelli dell'Area euro, con una spiccata conferma dei segnali di inversione già manifestatisi nel 2021.

In particolare, il differenziale rispetto all'Area euro del prezzo medio lordo ponderato rispetto ai consumi delle diverse classi, che si era attestato intorno al 20% negli anni 2020 e 2021 dopo avere raggiunto quota 32% nel 2019, balza in avanti di più di 20 punti percentuali, arrivando al 43%; per tutte le classi il valore del differenziale di prezzo rispetto all'Area euro, compreso tra il 32% della classe IE e il 43% delle classi IC e IF, supera o è confrontabile con quello, storicamente elevato, di dieci anni fa, quando era mediamente superiore al 35%.

Nel complesso, infatti (si veda la tavola 1.16 e le figure 1.16 e 1.17), la media ponderata dei prezzi lordi delle classi di consumo non domestico cresce nel 2022 del +72,7% in Italia (da 20,15 c€/kWh a 34,8 c€/kWh) e del +46,8% nell'Area euro (da 16,62 c€/kWh a 24,39 c€/kWh), con uno scarto di 26 punti percentuali, mentre l'anno precedente gli aumenti in Italia e nell'Area euro si erano mantenuti inferiori al 15% e più ravvicinati, con uno scarto di soli 2,3 punti percentuali (in quanto pari al 14,7% in Italia e al 12,4% nell'Area euro).

L'aumento dei prezzi lordi in Italia è dovuto per un +78,4% alle rilevanti variazioni dei prezzi netti (+124,2%, da 12,71 c€/kWh a 28,5 c€/kWh), in parte compensate (-5,7%) dalle pure significative riduzioni degli oneri e delle imposte (-15,3%, da 7,44 c€/kWh a 6,3 c€/kWh), in conseguenza delle misure di sostegno adottate. Nell'Area euro l'aumento dei prezzi netti, pure molto elevato, non ha raggiunto il 100% (+92,1%, da 9,74 c€/kWh a 18,71 c€/kWh) mentre è stata di poco superiore a quella registrata in Italia la riduzione di oneri e imposte (-17,4%, da 6,88 c€/kWh a 5,68 c€/kWh).

Il contributo dei prezzi netti agli aumenti degli importi finali per i clienti italiani è per lo più dovuto (+73,3%) alle variazioni dei prezzi di energia e vendita (+141,3%, da 10,46 c€/kWh a 25,24 c€/kWh) mentre inferiore è il peso (+5%) delle variazioni dei costi di rete (+44,9%, da 2,25 c€/kWh a 3,26 c€/kWh)<sup>10</sup>. Nell'Area euro gli aumenti dei prezzi di energia e vendita (+121,6%, da 7,09 c€/kWh a 15,71 c€/kWh) e dei costi di rete (+13,2%, da 2,65 c€/kWh a 3,00 c€/kWh) hanno pesato sugli importi finali rispettivamente per il +52% e il +2%, con un contributo complessivo del +54% dei prezzi netti agli aumenti dei prezzi lordi.

Sia in Italia sia nell'Area euro l'aumento dei prezzi netti risulta crescente con i consumi, con variazioni comprese nel nostro Paese tra il +82,2% della classe IA e il +142,5% della classe IF e, nell'Area euro, tra il +56,4% e il +115,3% nelle medesime classi. Tali variazioni sono guidate in entrambi i casi da quelle della componente energia, che vanno in Italia dal +104% nella classe IA al +152,2% nella classe IF e, nell'Area euro, dal +90,3% al +131,8%. In relazione ai costi di rete la variazione è massima in Italia per la classe IB e prossima al +30% nelle altre classi, mentre nell'Area euro vi sono incrementi anche inferiori al 10% (e, in particolare, pari a +8,7% per la classe IC e a +6,5% per la classe IF).

In termini di prezzi netti, il differenziale tra i prezzi italiani e quelli medi europei, che aveva subito una significativa contrazione nel 2020 ed era tornato a crescere nel 2021, aumenta per tutte le classi, in misura minore (inferiore o uguale al 20%) per la classe IA a più basso consumo (ove arriva al +42%) e per quelle a consumi più elevati IE e IF (ove si attesta rispettivamente al +47% e al +62%), e in misura superiore per le classi intermedie; per la classe IC, in particolare, l'incremento del differenziale, che passa dal +23% al +53%, è massimo e pari a 30 punti percentuali.

<sup>10</sup> Gli aumenti nei costi di rete sono sostanzialmente da ricondurre alle indicazioni metodologiche di Eurostat, che richiedono l'inclusione tra tali costi delle perdite di rete che, valorizzate come la materia prima, presentano valori in crescita da un semestre all'altro.

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

PAESI	2021				2022			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	6,27	2,90	5,23	14,40	14,43	2,93	4,89	22,25
Belgio	6,51	2,95	5,16	14,62	16,20	2,22	6,73	25,15
Bulgaria	10,41	1,78	1,98	14,17	25,65	2,35	-7,80	20,20
Cechia	6,00	3,43	3,16	12,59	14,26	4,03	4,84	23,13
Cipro	10,86	2,04	7,97	20,87	18,99	2,13	12,07	33,19
Croazia	6,50	3,20	2,73	12,43	15,52	3,32	3,96	22,80
Danimarca	7,71	2,55	6,38	16,64	18,40	2,61	8,44	29,45
Estonia	7,76	2,47	3,52	13,75	15,64	2,69	5,14	23,47
Finlandia	5,26	2,07	1,84	9,17	9,02	2,12	2,58	13,72
Francia	6,24	2,55	3,71	12,50	9,72	2,70	2,91	15,33
Germania	5,41	3,20	11,38	19,99	12,98	3,49	8,76	25,23
Grecia	10,79	1,15	2,48	14,42	27,62	1,35	-6,69	22,28
Irlanda	12,43	2,74	3,10	18,27	21,16	3,68	3,28	28,12
<b>Italia</b>	<b>10,46</b>	<b>2,25</b>	<b>7,44</b>	<b>20,15</b>	<b>25,24</b>	<b>3,26</b>	<b>6,30</b>	<b>34,80</b>
Lettonia	6,73	3,93	4,38	15,04	12,64	3,95	5,12	21,71
Lituania	6,77	3,69	3,50	13,96	17,48	3,90	4,73	26,11
Lussemburgo	6,54	1,91	1,44	9,89	13,02	2,30	1,74	17,06
Malta	11,01	2,70	0,84	14,55	10,50	2,70	0,82	14,02
Paesi Bassi	6,19	2,54	5,32	14,05	13,53	2,51	4,95	20,99
Polonia	4,66	2,59	6,27	13,52	8,49	2,68	6,91	18,08
Portogallo	6,78	2,55	6,11	15,44	13,24	3,42	1,31	17,97
Romania	7,28	2,06	3,43	12,77	21,84	2,65	6,63	31,12
Slovacchia	6,35	3,83	6,19	16,37	17,12	4,02	7,01	28,15
Slovenia	6,19	1,80	3,30	11,29	14,48	1,56	4,11	20,15
Spagna	7,52	2,11	5,32	14,95	16,44	2,80	5,62	24,86
Svezia	5,77	2,17	2,11	10,05	9,09	2,34	2,95	14,38
Ungheria	6,67	2,46	3,17	12,30	18,11	3,21	5,45	26,77
Unione europea	6,87	2,80	6,34	16,01	15,09	2,96	5,46	23,51
Area euro	7,09	2,65	6,88	16,62	15,71	3,00	5,68	24,39
Norvegia	5,10	1,14	2,13	8,37	9,42	1,19	3,23	13,84

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Nel 2022 si arresta il calo del differenziale positivo con l'Area euro relativo alla componente oneri e imposte; la media ponderata del differenziale rispetto ai consumi delle varie classi, scesa all'8% nel 2021, si porta infatti al +11%. L'andamento medio del differenziale riflette la diversità delle variazioni nelle varie classi; infatti, i differenziali tra l'Italia e l'Area euro sono positivi e in media pari al 14% per le prime tre classi mentre rimangono negativi



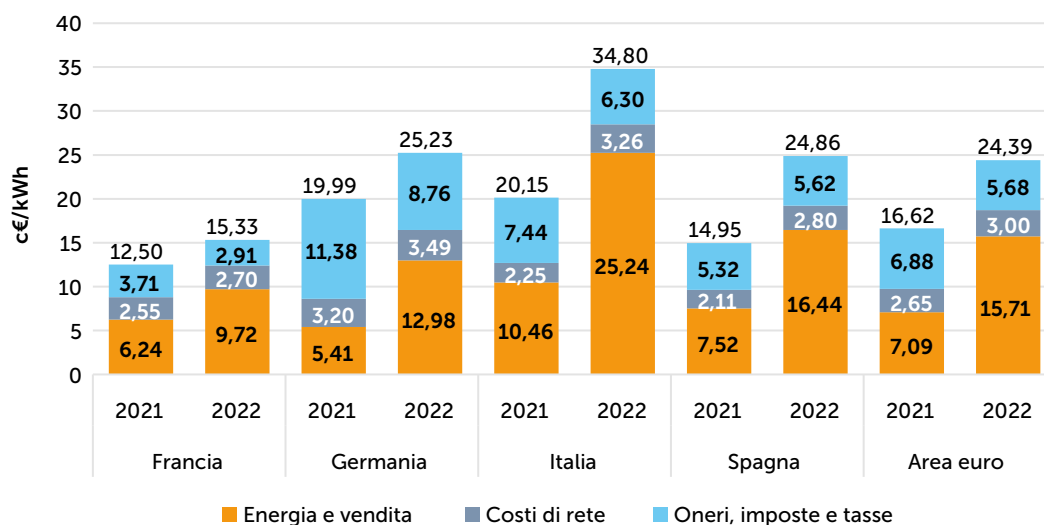
per le classi a consumi più elevati, ove i clienti industriali italiani hanno goduto di condizioni più favorevoli. Si registra, tuttavia, in tali classi un avvicinamento della componente oneri e imposte a quella dell'Area euro, essendosi i differenziali negativi ridotti in modulo, con una crescita in valore tanto maggiore quanto più è alta la classe (per la classe ID si è passati dal -13% al -7%, con una variazione del +6%; per la IE dal -35% al -25%, con una variazione del +9%; e per la IF dal -61% al -29%, con una crescita del +32%).

I valori dei differenziali sono conseguenza delle variazioni relative delle componenti fiscali, che in Italia registrano in media un -15,3%, in linea con il -17,4% dell'Area euro; le variazioni sono tuttavia molto diverse nelle varie classi. Infatti, mentre per le classi centrali la componente oneri e imposte è calata meno in Italia che nell'Area euro con differenze nelle diminuzioni comprese tra il 5% e il 7%, nelle classi a maggiore consumo le imposte sono rimaste sostanzialmente invariate per la classe IE (laddove nell'Area euro sono calate del 12,5%) mentre sono addirittura cresciute nella classe IF (+79%), che è invece interessata da una lieve flessione nell'Area euro (-1,5%).

L'incidenza della componente oneri e imposte, già in calo nel 2020 e nel 2021, raggiunge i valori minimi in Italia, risultando in media inferiore al 20% (18,1%), valore invece non raggiunto nell'Area euro, ove l'incidenza risulta in media pari al 23%; la differenza nei valori finali dell'incidenza è condizionata dai diversi valori di partenza, in quanto non è molto diversa la diminuzione dell'incidenza tra il 2021 e il 2022 verificatasi in Italia (in media -18,8%) da quella occorsa nell'Area euro (in media -18,1%). Guardando alle singole classi, l'incidenza della componente oneri e imposte è superiore al 20% solo nelle prime due classi, mentre è prossima al 20% (19,7%) nella classe IC e pari al 15,6% nella classe ID; nelle ultime classi è invece di poco superiore al 10%. Nell'Area euro, invece, non v'è alcuna classe ove l'incidenza sia inferiore al 21% e le classi centrali registrano i valori massimi pari rispettivamente al 26,2% per la classe IB e al 24,8% per la classe IC.

In esito a tali dinamiche, l'aumento dei prezzi lordi italiani nel 2022 risulta crescente con i consumi, dal +33% della prima classe al +133,8% della classe IF. Anche nell'Area euro i valori peggiorano tanto più alti sono i consumi, con aumenti compresi tra il +20,1% e il +72,1%.

Passando al confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.15), mentre nel 2021 il differenziale tra Italia e Germania era in media poco significativo (1% circa), con prezzi per i clienti non domestici tedeschi meno convenienti di quelli italiani in tutte le classi (dati i differenziali negativi compresi tra -6% e -18%) eccetto che per la classe IA relativa ai consumi più bassi (che presentava un differenziale positivo del +9%), il differenziale nel 2022 è positivo per tutte le classi di consumo e mediamente pari al +38% (con un prezzo medio lordo in Germania di 25,23 c€/kWh).

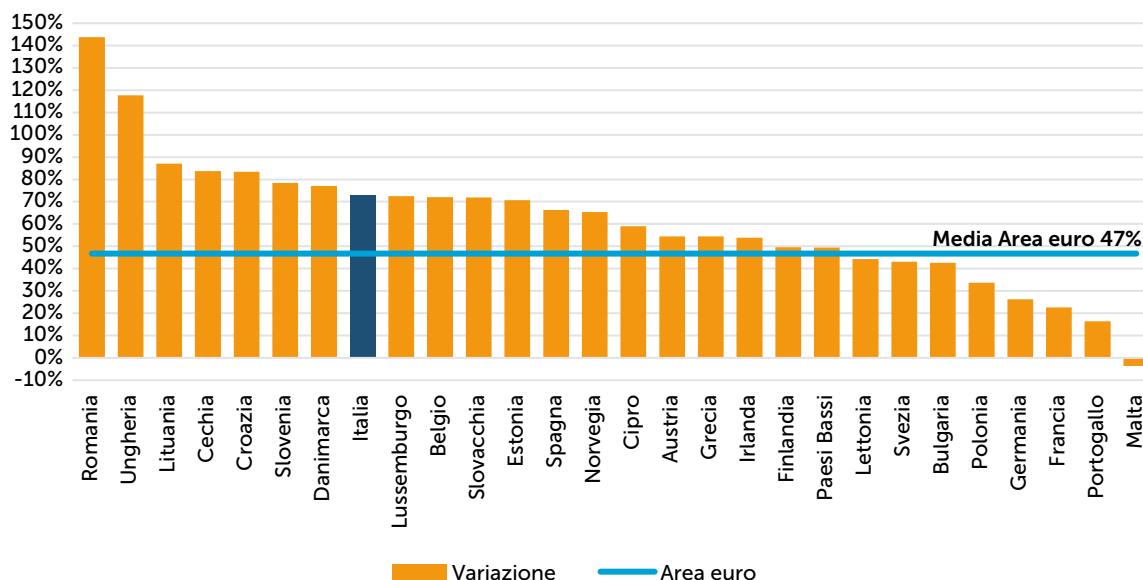
**FIG. 1.15** Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi industriali nei principali paesi europei

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

I differenziali rispetto alla Francia, già ampliatisi nel 2021, crescono in misura considerevole (+66%), divenendo in media pari al +127% (con prezzo medio lordo in Francia di 15,33 c€/kWh); i valori dei differenziali sono compresi tra il +90% per la prima classe e il +130% per la classe IC. Differenziali in aumento anche rispetto alla Spagna per tutte le classi ma con incrementi medi contenuti, nell'intorno del 5%: i clienti non domestici spagnoli pagano infatti, in media, un prezzo (pari a 24,86 c€/kWh) più basso di quelli italiani del 40%, mentre la differenza era pari a circa il 35% nel 2021.

Differenziali, rispetto ai principali paesi, positivi per tutte le classi, anche per i prezzi netti, con valore confrontabile a quello del differenziale dei prezzi lordi nel caso della Francia (in media, +129%), di poco superiore nel caso della Spagna (+48%) e, invece, molto maggiore per la Germania (+73%). Infatti, mentre rispetto a Francia e Spagna si verificano differenziali positivi anche per la componente oneri e imposte (rispettivamente +116% e +12%), nel caso della Germania le componenti fiscali sono risultate in media ancora più elevate che in Italia, seppure in misura inferiore rispetto al 2021. Il differenziale tra Italia e Germania relativo alla componente oneri e imposte è infatti passato in media dal -35% al -28%.

Con riferimento alla classe di consumo IC (con consumi tra 500 e 2.000 MWh/anno), tra le più rappresentative per il nostro Paese (14,5% dell'energia fatturata in totale), i prezzi italiani, dopo essere cresciuti del +14% nel 2021, crescono di un ulteriore +72,8%, risultando pari a 34,51 c€/kWh. Essi si attestano rispetto alla media dell'Area euro (24,09 c€/kWh) a un +43,3%. Nel 2021 il prezzo lordo per questa classe di consumo ha segnato nell'Area euro un incremento del +38,4% (Fig. 1.16). Il divario positivo è cresciuto sia con la Francia (+130%, era +62% nel 2021), che con la Spagna (+56%, contro il precedente +37% del 2021). Il differenziale con la Germania, che era negativo e pari al -12%, diviene positivo e pari al +34%.

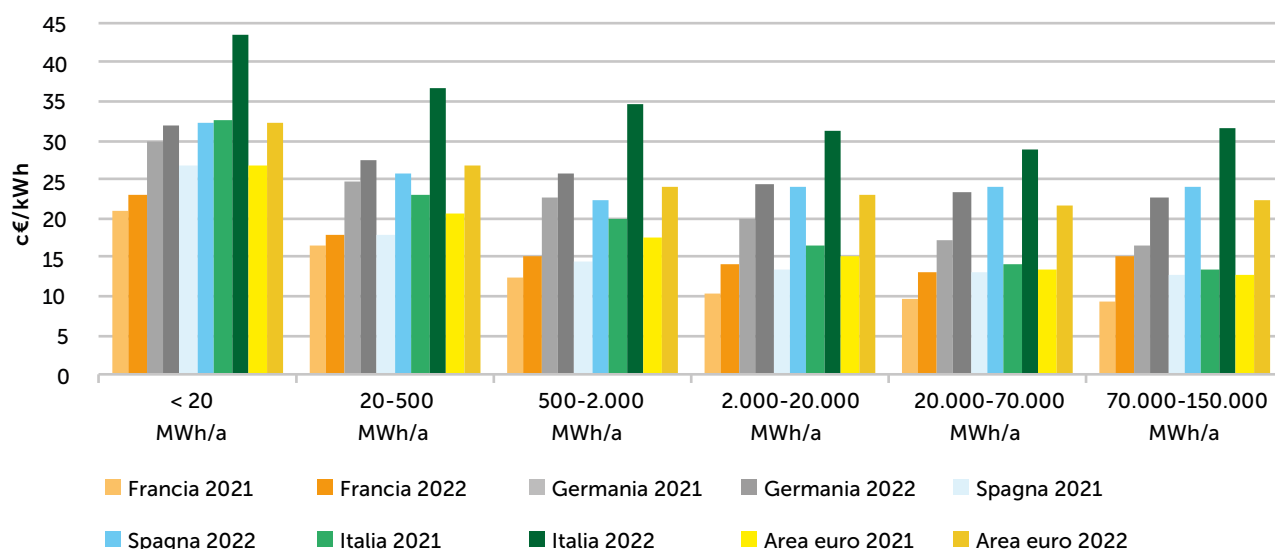
**FIG. 1.16** Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi industriali nel 2022

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

In termini di prezzi netti, per questa classe i differenziali con gli altri paesi sono in linea con quelli dei prezzi lordi per Francia (+128%) e Spagna (+66%); nel caso della Germania, il differenziale dei prezzi netti è invece all'incirca doppio (+69%) di quello dei prezzi lordi.

Per quanto riguarda la componente oneri e imposte, si assiste a una diminuzione per questa classe (-16,6%) più che doppia rispetto a quella verificatasi nel 2021 (-7,3%). La diminuzione in Francia e Germania risulta invece superiore e pari a circa il -30%, mentre in Spagna la componente non subisce variazioni significative (-1,3%).

Il valore della componente resta secondo solo a quello della Germania, rispetto al quale è ora inferiore del 27% (mentre lo era del -39% nel 2021). In termini di incidenza fiscale sul prezzo finale, l'Italia si colloca a meno del 20% (19,7%), con un calo ancora più marcato di quello dell'anno precedente (l'incidenza in Italia era prossima al +40% nel 2021) e un valore inferiore di cinque punti percentuali circa alla media dell'Area euro che è al 25%, anch'essa in calo dal 2021 (+45% circa); ancora superiore l'incidenza della componente fiscale in Germania, che presenta valori di poco superiori al 36% (era al +60% circa nel 2021) pur essendo stata interessata da una diminuzione superiore al 20% e confrontabile a quella verificatasi in Italia.

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

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

## Prezzi del gas

Anche nel 2022 i prezzi del gas naturale per i consumatori domestici italiani, comprensivi di oneri e imposte, sono stati più alti della media dei prezzi dell'Area euro, con un lieve peggioramento della posizione. Il differenziale tra l'Italia e l'Area euro del prezzo medio lordo ponderato rispetto ai consumi delle varie classi passa, infatti, dall'8% del 2021 al 13%. Il differenziale è inferiore al 10% nelle prime due classi di consumo<sup>11</sup> (essendo pari rispettivamente al +6% nella prima classe D1<sup>12</sup> e al +9% nella seconda classe D2<sup>13</sup>) e massimo nella classe D3<sup>14</sup>, in cui raggiunge il +29%.

L'aumento dei prezzi lordi in Italia (si vedano la tavola 1.15 e le figure 1.18 e 1.19), in media pari al +37,2% (da 8,09 c€/kWh a 11,10 c€/kWh), è dovuto per un +53% alle sensibili variazioni dei prezzi netti (+81,4%, da 5,27 c€/kWh a 9,56 c€/kWh), calmierate in parte (-15,8%) dalle riduzioni delle componenti fiscali (-45,4%, da 2,82 c€/kWh a 1,54 c€/kWh), che risultano significative in termini percentuali e sono conseguenza delle misure di sostegno adottate. Nell'Area euro, invece, sia l'aumento dei prezzi netti (+54,9%, da 4,92 c€/kWh a 7,62 c€/kWh) sia la riduzione di oneri e imposte (-13,6%, da 2,58 c€/kWh a 2,23 c€/kWh) sono stati inferiori di circa 30 punti percentuali a quelli verificatisi in Italia; di conseguenza, l'incremento dei prezzi finali nell'Area euro, nonostante la differente ampiezza delle dinamiche delle componenti, è risultato pari al +31,3% e, pertanto, prossimo a quello registrato in Italia. Il prezzo finale nell'Area euro, pari in media a 9,85 c€/kWh, costituisce il valore massimo registrato nella serie temporale dei dati a disposizione.

11 Le classi di consumo Eurostat, tanto per i clienti domestici, quanto per quelli industriali, sono definite in base a intervalli di consumo annuo espressi in GJ. I limiti degli intervalli riportati nel testo sono stati tradotti in metri cubi in base a un potere calorifico standard per una loro maggiore leggibilità e sono arrotondati al valore intero più prossimo.

12 Con consumi inferiori a 520 m<sup>3</sup>/a, per lo più usi per cottura e acqua calda.

13 Con consumi compresi tra 520 e 5.200 m<sup>3</sup>/a.

14 Con consumi inferiori oltre 5.200 m<sup>3</sup>/a, per lo più riscaldamento centralizzati.

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

PAESI	2021				2022			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	3,16	1,74	1,81	6,71	6,02	1,79	2,37	10,18
Belgio	3,15	1,43	1,22	5,80	8,69	1,60	1,31	11,60
Bulgaria	3,31	1,43	0,66	5,40	7,90	1,47	0,41	9,78
Cechia	4,48	0,59	0,90	5,97	10,92	1,47	2,60	14,99
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Croazia	2,21	0,94	0,79	3,94	2,92	0,90	0,50	4,32
Danimarca	4,15	1,19	5,34	10,68	12,98	1,44	3,61	18,03
Estonia	3,61	0,77	1,33	5,71	7,51	0,73	2,10	10,34
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	3,25	2,29	2,14	7,68	4,68	2,45	2,46	9,59
Germania	2,93	1,54	2,13	6,60	4,76	1,48	2,29	8,53
Grecia	4,44	2,73	0,47	7,64	8,42	1,61	0,67	10,70
Irlanda	3,28	2,10	1,29	6,67	6,17	2,87	1,64	10,68
<b>Italia</b>	<b>3,54</b>	<b>1,73</b>	<b>2,82</b>	<b>8,09</b>	<b>7,54</b>	<b>2,02</b>	<b>1,54</b>	<b>11,10</b>
Lettonia	1,84	1,64	0,94	4,42	7,30	1,88	1,93	11,11
Lituania	1,82	1,22	0,93	3,97	6,18	1,09	1,69	8,96
Lussemburgo	2,91	1,44	0,90	5,25	8,46	1,50	-1,23	8,73
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	3,00	1,01	6,21	10,22	7,95	1,10	5,69	14,74
Polonia	2,36	1,06	0,85	4,27	4,30	1,15	0,06	5,51
Portogallo	3,41	3,07	2,44	8,92	5,75	3,17	3,03	11,95
Romania	2,37	0,78	0,60	3,75	6,34	0,88	1,37	8,59
Slovacchia	1,95	1,65	0,72	4,32	2,60	1,67	0,85	5,12
Slovenia	2,64	1,28	1,67	5,59	5,04	1,25	1,77	8,06
Spagna	3,13	3,26	1,91	8,30	6,46	1,38	3,18	11,02
Svezia	7,39	4,99	6,71	19,09	13,12	5,93	8,21	27,26
Ungheria	1,64	0,77	0,65	3,06	1,52	0,83	0,64	2,99
<b>Unione europea</b>	<b>3,06</b>	<b>1,62</b>	<b>2,32</b>	<b>7,00</b>	<b>5,96</b>	<b>1,75</b>	<b>2,09</b>	<b>9,80</b>
<b>Area euro</b>	<b>3,15</b>	<b>1,77</b>	<b>2,58</b>	<b>7,50</b>	<b>5,81</b>	<b>1,81</b>	<b>2,23</b>	<b>9,85</b>

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Il contributo dei prezzi netti agli aumenti degli importi finali per i clienti italiani è per lo più dovuto (+49,4%) alle variazioni dei prezzi di energia e vendita (+113%, da 3,54 c€/kWh a 7,54 c€/kWh) mentre ridotto è il peso (+3,6%) delle variazioni dei costi di rete (+16,8%, da 1,73 c€/kWh a 2,02 c€/kWh). Nell'Area euro gli aumenti dei prezzi di energia e vendita (+84,4%, da 3,15 c€/kWh a 5,81 c€/kWh) e dei costi di rete (+2,3%, da 1,77 c€/kWh a 1,81 c€/kWh) hanno pesato sugli importi finali rispettivamente per il +35,5% e il +0,5%.

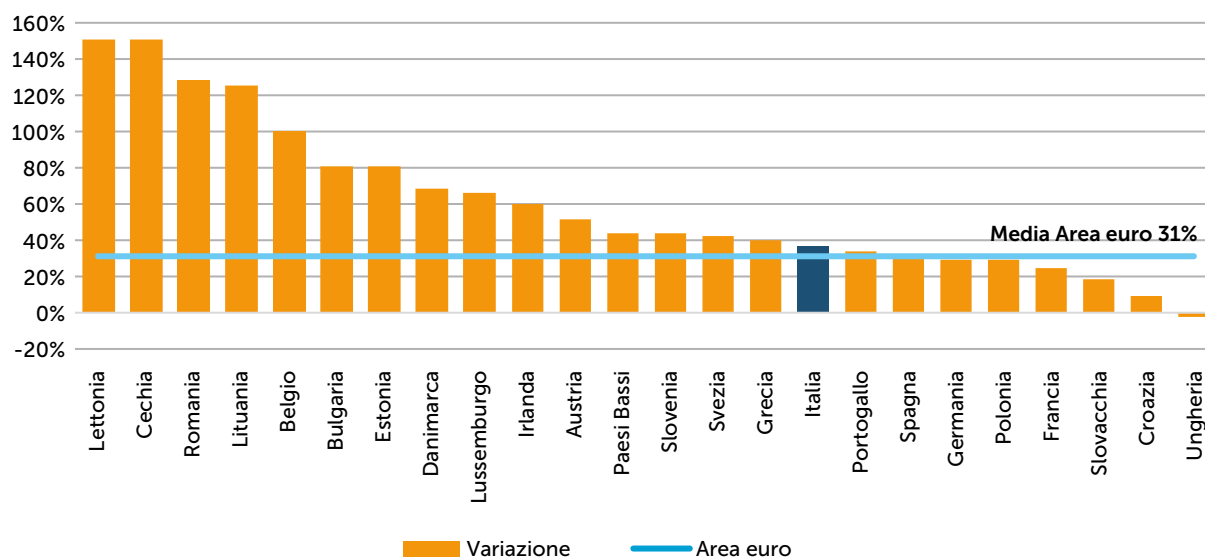
La differenza rispetto all'Area euro in termini di prezzi netti passa in media dal +7% al +25%.

L'ultima classe di consumo si conferma quella con il differenziale più alto del prezzo netto rispetto all'Area euro, pari al +38%, mentre per le altre due classi le differenze sono pari o di poco superiori al 20%.

In merito alle componenti dei prezzi netti, il differenziale per i prezzi di energia e vendita, già pari al +12%, si porta in media al +30% (ed è massimo per l'ultima classe, ove raggiunge il +45%). Diviene positivo anche il differenziale relativo ai costi di rete (+12%) che invece era negativo e in media pari al -2% nel 2021; le differenze risultano minime per la seconda classe, ove lo scarto è del 5%. Il differenziale relativo a oneri e tasse, che era invece ancora pari al +9% nel 2021, diviene fortemente negativo e pari in media al -31% nel 2022. Il vantaggio risulta superiore per i clienti domestici della prima classe, che beneficiano di un differenziale rispetto all'Area euro del -85%; tale vantaggio si riduce al -29% per la seconda classe. L'ultima classe sconta invece una posizione meno vantaggiosa, con un differenziale blandamente positivo in quanto pari al +3%.

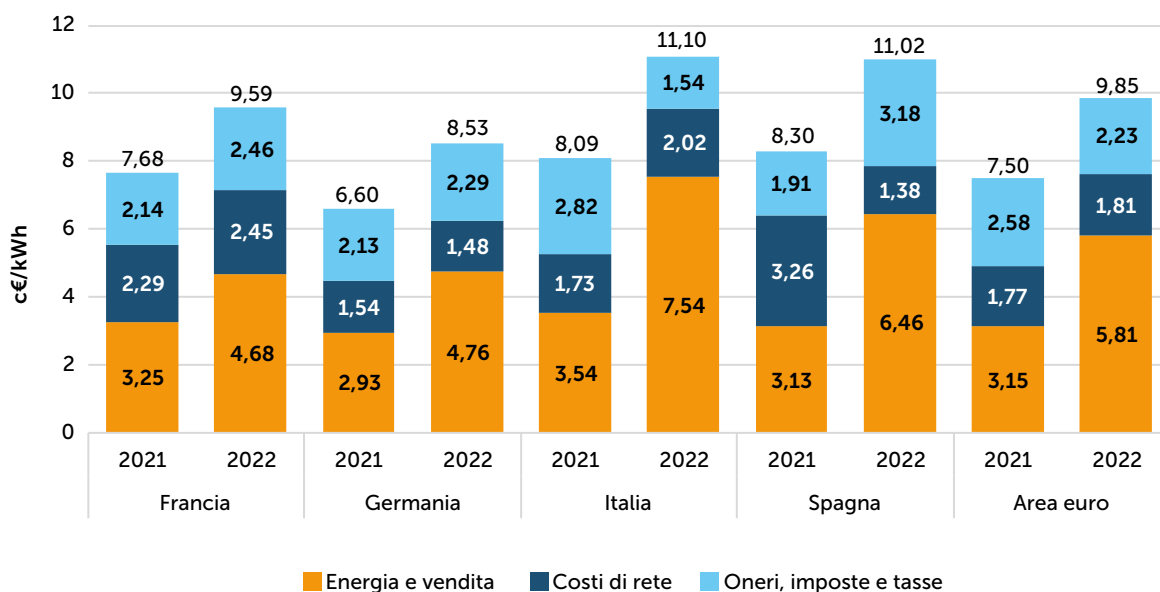
Tale situazione è dovuta al fatto che sia in Italia che nell'Area euro, con il consumo, gli incrementi dei prezzi netti risultano crescenti mentre la contrazione della componente oneri e imposte risulta decrescente; tuttavia, mentre gli incrementi dei prezzi netti in Italia (pari a +50%, +80 e +131% rispettivamente per la classe D1, D2 e D3) crescono con il consumo più rapidamente che nell'Area euro (ove sono pari a +40%, +54% e +76%), il tasso di riduzione della contrazione fiscale con i consumi è inferiore in Italia (ove la variazione della componente è pari a -85%, -45% e -22% per le classi D1, D2 e D3) che nell'Area euro (ove le variazioni sono pari a -23%, -14% e -5%).

L'incidenza fiscale che nel 2021 era ancora in media di poco superiore a quella dell'Area euro, nel 2022 diviene in Italia pari al 14%, di nove punti percentuali inferiore a quella registrata nell'Area euro, pari al 23%. L'incidenza fiscale subisce la diminuzione più rilevante nella prima classe di consumo (-88%), dove diviene pari al 2% (17% nell'Area euro), e una diminuzione inferiore, benché rilevante, nell'ultima classe (-53%), ove si porta al 20% (25% nell'Area euro).

**FIG. 1.18** Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi domestici nel 2022

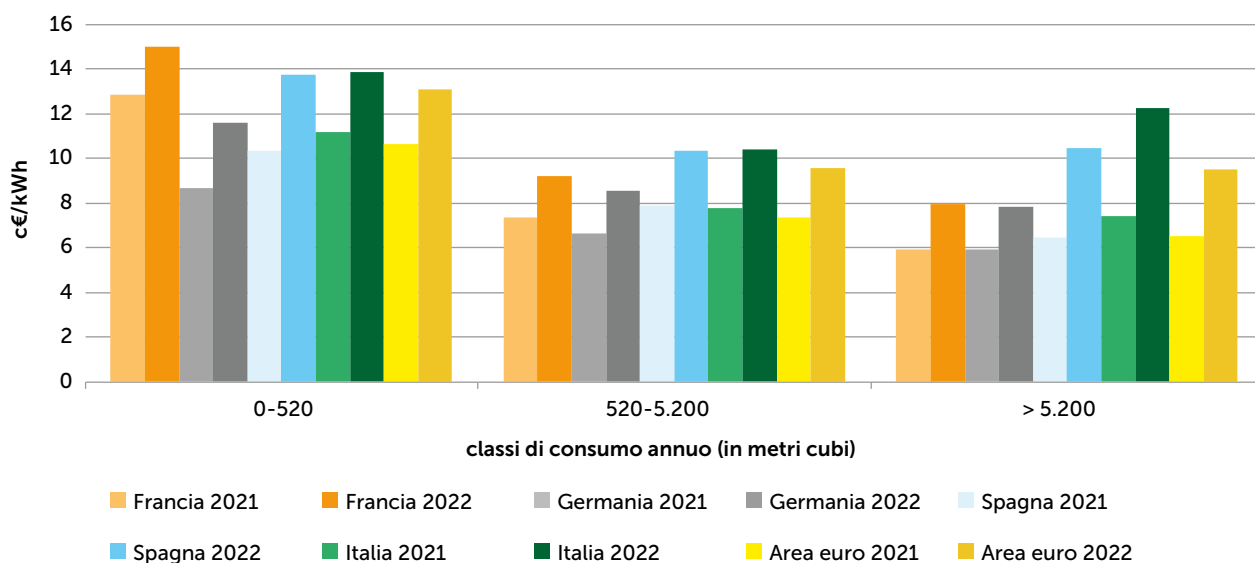
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Guardando al confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.19), il prezzo italiano (11,1 c€/kWh) risulta in media quello più elevato, con differenze positive (+1%) trascurabili rispetto alla Spagna (11,02 c€/kWh), più elevate (+16%) rispetto alla Francia (9,59 c€/kWh) e massime (+30%) rispetto alla Germania (8,53 c€/kWh). Per la classe di consumo più bassa il prezzo italiano (13,85 c€/kWh), comprensivo delle imposte, rimane tuttavia inferiore, come in passato, a quello francese (14,97 c€/kWh). Nella seconda classe il prezzo spagnolo, che era più elevato di quello italiano nel 2021, risulta nel 2022 marginalmente più conveniente (10,32 c€/kWh) di quello del nostro Paese (10,4 c€/kWh). I prezzi più convenienti si confermano, in tutte le classi, quelli tedeschi. A fronte di un generale incremento dei differenziali rispetto agli altri paesi, si segnala un miglioramento delle differenze rispetto ai prezzi tedeschi (da 29% a 19%) e spagnoli (da 8% a 1%) con riferimento alla prima classe di consumo.

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


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

La componente oneri e imposte risulta in media quella più bassa rispetto a tutti i paesi principali dell'Area euro, con una differenza massima del -52% rispetto alla Spagna (e differenze del -33% e 37% rispetto a Germania e Francia). Limitatamente alla classe a consumi più elevati, la componente oneri e imposte risulta più elevata rispetto a Francia (+16%) e Germania (+10%).

**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 industriali

Negli anni 2019-2020 la differenza tra il prezzo medio, ponderato rispetto ai volumi delle diverse classi di consumo, corrisposto dai clienti non domestici italiani e il prezzo medio pagato nell'Area euro, ancora debolmente positiva, era andata riducendosi divenendo pari all'1%; nel 2021 la differenza era divenuta negativa, con prezzi per i clienti industriali italiani mediamente inferiori del 7% rispetto a quelli dell'Area euro. Nel 2022 la differenza torna invece a essere positiva, in media pari al +12%.

Nella prima classe di consumo<sup>15</sup>, che era l'unica a presentare già un differenziale positivo nel 2021 e che pertanto è quella interessata dall'incremento meno elevato, il differenziale assume valore pari al +14%; nelle classi I3 e I4<sup>16</sup>, che sono quelle che ricomprendono nel complesso il 52,6% dei consumi non domestici e che nel 2021 erano le più vantaggiose, si verifica l'incremento più significativo del differenziale, che si attesta rispettivamente al +17% e al +14%.

L'aumento dei prezzi lordi in Italia (si vedano la tavola 1.16 e le figure 1.21 e 1.22), in media pari al +137,8% (da 4,20 c€/kWh a 10,01 c€/kWh), è pressoché interamente dovuto (136,8%) alle sensibili variazioni dei prezzi netti (i quali sono aumentati del +172,5%, da 3,34 c€/kWh a 9,1 c€/kWh), mentre è trascurabile (1%) il contributo della lieve variazione positiva della componente oneri e imposte (+4,6%, da 0,87 c€/kWh a 0,91 c€/kWh). Tale variazione non supera il 5% per effetto delle misure di sostegno adottate; infatti, la variazione è dovuta per un +10,3% alla crescita in termini unitari dell'IVA, che aumenta nonostante la riduzione dell'aliquota (essendo l'imposta proporzionale all'incremento complessivo di valore dei consumi), e, per un -5,7%, alla riduzione degli altri oneri. Nell'Area euro, invece, l'incremento finale del prezzo lordo medio (+97%, da 4,54 c€/kWh a 8,95 c€/kWh) è di circa 41 punti percentuali inferiore a quello italiano; a differenza dell'Italia, alla variazione contribuisce in modo non trascurabile, per il +15%, l'incremento di oneri e imposte (pari al +53,5%, da 1,27 c€/kWh a 1,95 c€/kWh), laddove la variazione dei prezzi netti (pari al +114%, da 3,27 c€/kWh a 7,00 c€/kWh) incide per un +82% all'aumento dei prezzi lordi.

L'incremento dei prezzi netti per i clienti italiani, a sua volta, è per lo più dovuto (+166%) alle variazioni dei prezzi di energia e vendita (cresciuti del +193%, da 2,87 c€/kWh a 8,41 c€/kWh), mentre la variazione dei costi di rete (+46,8%, da 0,47 c€/kWh a 0,69 c€/kWh) spiega solo il +7% dell'aumento dei prezzi netti. Nell'Area euro, invece, l'incremento degli importi netti è interamente attribuibile agli aumenti dei prezzi di energia e vendita (+134%, da 2,78 c€/kWh a 6,50 c€/kWh), in quanto risulta praticamente nullo il contributo della lieve variazione dei costi di rete (+2%, da 0,49 c€/kWh a 0,50 c€/kWh).

Si amplia la differenza rispetto all'Area euro in termini di prezzi netti, che passa in media dal +2% al +30%. Le differenze non sono omogenee per le varie classi, risultando comprese tra il +32% della classe I5 e il +51% della classe I2.

In merito alle componenti dei prezzi netti, il differenziale per i prezzi di energia e vendita, che nel 2021 era sceso in media al +3%, si porta al +29% (presentando i valori minimi e massimi, rispettivamente per l'ultima classe (+31%) e per la seconda (+57%)). Diviene positivo anche il differenziale relativo ai costi di rete (+38%) che invece era negativo e in media pari al -4% nel 2021; le differenze risultano positive per tutte le classi e comprese tra il

<sup>15</sup> Consumi inferiori a 26.000 m<sup>3</sup> all'anno.

<sup>16</sup> Consumi annui da 260.000 m<sup>3</sup> a 2,6 M(m<sup>3</sup>) e da 2,6 M(m<sup>3</sup>) a 26 M(m<sup>3</sup>).

+53% dell'ultima e il +10% della quarta; solo nella terza classe si registra ancora un differenziale negativo, pari al -10%. Il differenziale relativo a oneri e tasse, che era già negativo e pari al -31% nel 2021, si riduce ulteriormente arrivando in media al -53% nel 2022. Il vantaggio risulta superiore per i clienti non domestici delle classi I3 e I4, che beneficiano di un differenziale rispetto all'Area euro di circa il -60%; tale vantaggio si riduce al -48% per le prime due classi. L'ultima classe è quella dove la posizione risulta sostanzialmente invariata rispetto all'anno precedente, in quanto il differenziale negativo, già al -51%, si porta al -52%.

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

PAESI	2021				2022			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	2,97	0,39	1,33	4,69	7,96	0,43	2,23	10,62
Belgio	3,18	0,23	0,83	4,24	7,10	0,26	1,10	8,46
Bulgaria	2,99	0,36	0,74	4,09	9,43	0,40	0,65	10,48
Cechia	2,59	0,50	0,67	3,76	6,67	0,66	1,70	9,03
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Croazia	3,04	0,54	1,09	4,67	6,73	0,54	0,96	8,23
Danimarca	4,48	0,49	3,07	8,04	11,06	0,60	4,79	16,45
Estonia	3,52	0,71	1,25	5,48	10,92	0,70	2,74	14,36
Finlandia	3,42	0,66	3,09	7,17	10,82	0,49	4,82	16,13
Francia	3,04	0,64	1,20	4,88	5,67	0,72	1,69	8,08
Germania	2,62	0,47	1,50	4,59	5,86	0,51	1,97	8,34
Grecia	3,37	0,53	0,52	4,42	10,63	0,74	0,87	12,24
Irlanda	2,50	0,99	0,73	4,22	5,47	1,22	1,03	7,72
<b>Italia</b>	<b>2,87</b>	<b>0,47</b>	<b>0,87</b>	<b>4,21</b>	<b>8,41</b>	<b>0,69</b>	<b>0,91</b>	<b>10,01</b>
Lettonia	2,48	0,64	0,80	3,92	9,16	0,71	2,23	12,10
Lituania	3,87	0,52	1,20	5,59	10,08	0,50	2,36	12,94
Lussemburgo	3,41	0,45	0,57	4,43	8,19	0,52	0,71	9,42
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	2,87	0,22	2,39	5,48	6,98	0,27	2,94	10,19
Polonia	3,03	0,59	0,93	4,55	7,44	0,60	0,12	8,16
Portogallo	2,46	0,34	0,77	3,57	6,86	0,29	1,77	8,92
Romania	2,65	0,50	0,66	3,81	9,00	0,61	1,87	11,48
Slovacchia	2,49	0,79	0,81	4,09	7,00	0,85	1,73	9,58
Slovenia	2,64	0,49	1,15	4,28	5,90	0,47	1,54	7,91
Spagna	2,34	0,64	0,82	3,80	7,84	0,37	2,13	10,34
Svezia	4,49	0,97	4,27	9,73	12,50	1,02	6,83	20,35
Ungheria	3,19	0,29	1,16	4,64	8,91	0,34	2,36	11,61
<b>Unione europea</b>	<b>2,81</b>	<b>0,49</b>	<b>1,24</b>	<b>4,54</b>	<b>6,76</b>	<b>0,51</b>	<b>1,85</b>	<b>9,12</b>
<b>Area euro</b>	<b>2,78</b>	<b>0,49</b>	<b>1,27</b>	<b>4,54</b>	<b>6,50</b>	<b>0,50</b>	<b>1,95</b>	<b>8,95</b>

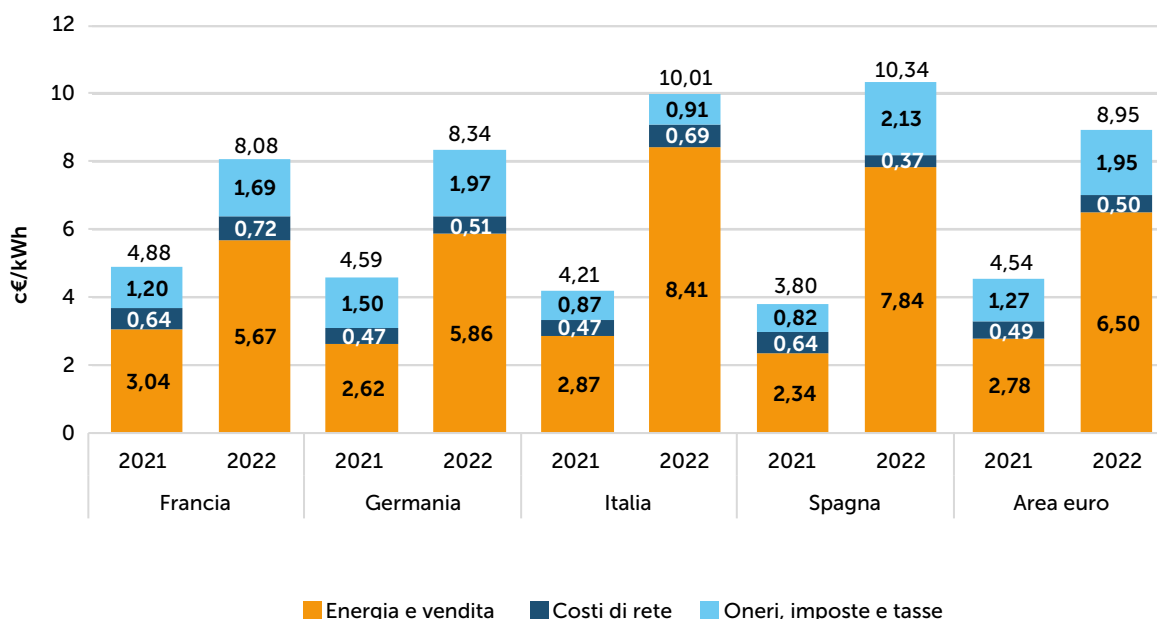
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Sia in Italia che nell'Area euro gli incrementi dei prezzi netti risultano crescenti con il consumo; tuttavia, gli incrementi dei prezzi netti in Italia (compresi tra +105% e +212%) crescono con il consumo in modo più marcato che nell'Area euro (ove sono compresi tra +61% e +142%); le differenze più rilevanti tra Italia e Area euro si rilevano, tuttavia, nell'andamento delle variazioni della componente oneri e imposte. Infatti, mentre nell'Area euro si registra un aumento medio di tale componente del +54%, crescente con il consumo dal +19% della prima classe al +77% dell'ultima classe, in Italia l'incremento è contenuto al +5%, in media, in ragione di un andamento fortemente diversificato nelle varie classi di consumo. Nello specifico, la componente oneri e imposte in Italia subisce una contrazione nelle prime due classi, ove assume valori pari rispettivamente a -40% e a -21% e rimane sostanzialmente invariata nella terza classe (con variazione del -1%); nelle ultime due classi, invece, la componente è interessata da un incremento, inferiore (del +40% rispetto al +65%) o paragonabile a quello verificatosi nell'Area euro (del +73% rispetto al +77%).

L'incidenza della componente oneri e imposte in Italia, che nel 2021 era già inferiore di sette punti percentuali a quella dell'Area euro (21% contro 28%), si riduce ulteriormente, risultando inferiore al 10% e attestandosi su una differenza di 13 punti percentuali circa rispetto all'Area euro (9%, contro 22%). L'incidenza fiscale subisce una diminuzione inversamente proporzionale ai consumi, con il calo più rilevante nella prima classe di consumo (-21%), dove diviene pari al 13% (28% nell'Area euro), e la riduzione di più bassa entità nell'ultima classe (-5%), ove si porta al 7% (17% nell'Area euro). La struttura e il livello dell'imposizione fiscale contribuiscono pertanto a determinare le differenze di prezzo con l'Area euro sopra evidenziate.

Nel confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.21) la posizione dei prezzi italiani si modifica sensibilmente rispetto all'anno precedente; infatti, mentre nel 2021 i prezzi italiani (in termini ponderati rispetto ai consumi) erano mediamente inferiori a quelli di Francia e Germania e superiori a quelli spagnoli, nel 2022 gli unici prezzi superiori a quelli italiani (10,01 c€/kWh) divengono proprio quelli spagnoli (10,34 c€/kWh), interessati dagli incrementi maggiori (+172%); in Francia (8,08 c€/kWh) e Germania (8,34 c€/kWh) i prezzi lordi sono cresciuti, invece, in media, meno del 100%, ovvero rispettivamente del +66% e del +82%.

**FIG. 1.21** Componenti dei prezzi totali del gas naturale per usi industriali nei principali paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

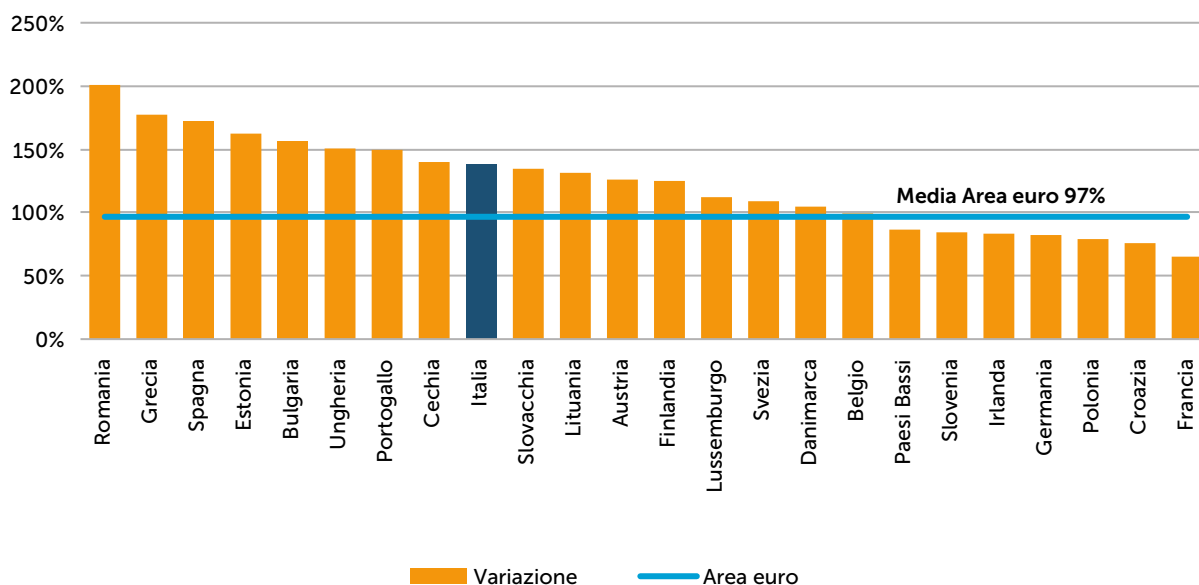
I differenziali dei prezzi italiani sono pertanto, nel 2022, in media pari al +20% e al +24% rispetto a Francia e Germania, ma negativi e uguali al -3% rispetto alla Spagna.

Nelle varie classi di consumo la posizione relativa dei prezzi dei principali paesi è la stessa descritta per quelli medi ponderati tranne che nell'ultima classe, nella quale i prezzi più alti sono quelli italiani (11,13 c€/kWh) e non quelli spagnoli (10,42 c€/kWh, comunque anch'essi superiori a quelli di Francia (8,54 c€/kWh) e Germania (9,14 c€/kWh)).

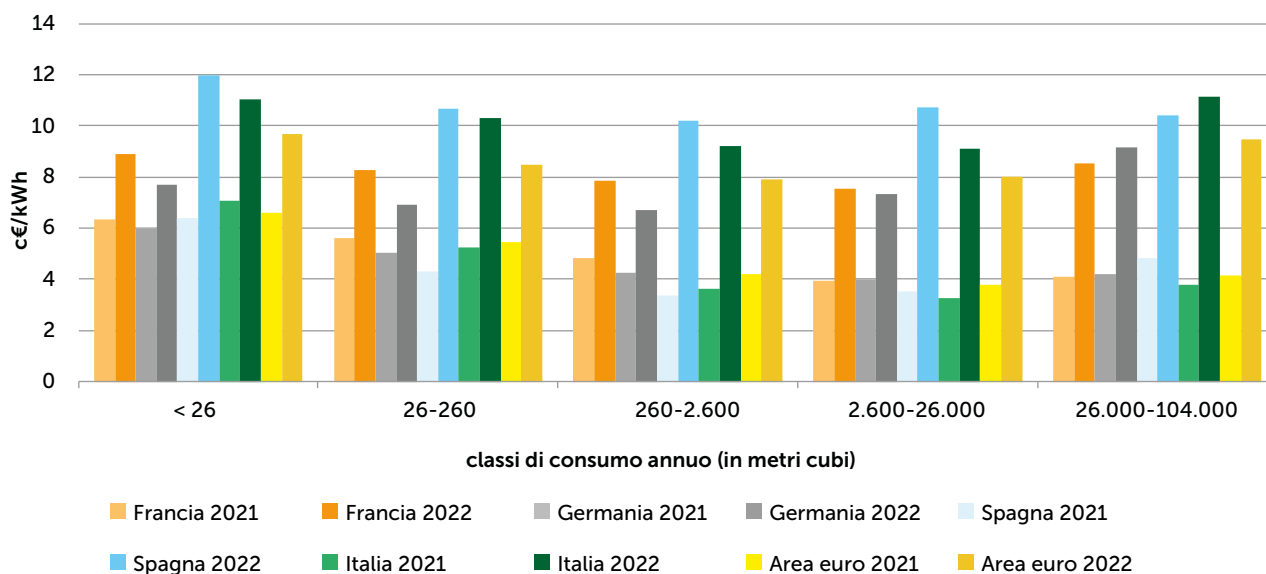
Rispetto alla Germania i differenziali maggiori si verificano nelle prime due classi (+44% e +49%) e quello inferiore nell'ultima classe (+22%); rispetto alla Francia, invece, il differenziale maggiore si verifica nella classe I5 (+38%) e quello inferiore nella classe I3 (+18%). Rispetto alla Spagna, nonostante la presenza in Italia di prezzi in media più favorevoli, i differenziali sono negativi nelle prime quattro classi (compresi tra il -4% della classe I2 e il -15% della classe I4) ma positivi nell'ultima classe, ove i clienti non domestici industriali pagano prezzi superiori del 7% a quelli spagnoli.

In Spagna risulta molto elevato sia l'incremento dei prezzi netti, che assume valori (+176%) superiori a quelli verificatisi in Italia, sia l'incremento (+160%) della componente oneri e imposte (che invece in Italia non è cresciuta in modo significativo); di conseguenza una parte consistente dell'aumento dei prezzi in Spagna (+34% circa) è da attribuire alle componenti fiscali. Pur senza raggiungere i livelli spagnoli, anche in Francia e Germania la crescita delle componenti fiscali (pari rispettivamente al +41% e al +31%) ha influito in modo non trascurabile (per un +10% circa) sugli incrementi dei prezzi lordi.

**FIG. 1.22** *Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi industriali nel 2022*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

**FIG. 1.23** Prezzi totali del gas naturale per usi industriali e per classe di consumo nei principali paesi europei

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

## Andamento dell'economia e del clima nel 2022

Nel 2022 l'economia italiana ha registrato una crescita decisa, anche se inferiore rispetto a quella registrata dopo la fine dei *lockdown* del 2021. Nonostante la progressiva frenata nel corso dell'anno, fino a una flessione congiunturale nel IV trimestre (-0,1%), il PIL è aumentato del 3,7% (+6,7% nel 2021), dunque più che recuperando i livelli pre-pandemia.

Meno positiva è stata la crescita della produzione industriale (+0,5%), penalizzata soprattutto nella seconda parte dell'anno dall'aumento dei prezzi dell'energia e dei tassi di interesse, in particolare la produzione dei beni intermedi più energivora.

A trainare la crescita del PIL è stata la domanda nazionale al netto delle scorte (+4,6%), trainata, in particolare, dalla spesa delle famiglie residenti e da quella delle istituzioni sociali private senza scopo di lucro al servizio delle famiglie che hanno fornito un apporto positivo di 2,7 punti percentuali, a cui si sono aggiunti 1,9 punti percentuali per l'incremento degli investimenti fissi lordi. L'apporto della domanda estera netta è stato, invece, negativo (-0,5%), così come la variazione delle scorte (-0,4%).

La crescita economica è stata accompagnata da un'espansione dell'*input* di lavoro e dei redditi: nel 2022 le unità di lavoro sono aumentate del 3,5% (+3,6% per i dipendenti, +3,2% per gli indipendenti). L'aumento è avvenuto in quasi tutti i macrosettori: +1,6% nell'industria in senso stretto, +7,6% nelle costruzioni e +3,9% nei servizi. Unica eccezione l'agricoltura, silvicoltura e pesca, dove l'occupazione è scesa del 2,1%. I redditi da lavoro dipendente e le retribuzioni lorde sono aumentati rispettivamente del 7,0% e del 7,4%.

Nel 2022, l'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) è cresciuto dell'8,1%, accelerando significativamente rispetto al 2021 (1,9%), in linea con gli altri principali paesi europei (8,4% il tasso d'inflazione del 2022 nell'Area euro). In particolare, circa il 60% di tale variazione è imputabile, nel caso italiano, alle variazioni dei prezzi energetici (si vedano i Capitoli 2 e 3 di questo Volume).

Dal lato della domanda interna, nel 2022 si è registrato, in termini di volume, un incremento del 9,4% degli investimenti fissi lordi con aumento generalizzato in tutte le componenti (11,6% negli investimenti in costruzioni, 8,6% in macchinari e attrezzature, 8,2% in mezzi di trasporto) e del 3,5% dei consumi finali nazionali.

La spesa per consumi di beni è aumentata del 2,4% e quella per servizi dell'8,8%. Gli incrementi più significativi, in volume, si rilevano nei seguenti settori di consumo: spese per alberghi e ristoranti, riprese dopo la forte diminuzione dovuta al Covid, (+26,3%), per ricreazione e cultura (+19,6%) e per vestiario e calzature (+14,8%). Si registrano invece variazioni negative nelle spese per alimentari e bevande non alcoliche (-3,7%), per istruzione (-1,2%) e per servizi sanitari (-0,4%). Per quel che riguarda i flussi con l'estero, le esportazioni di beni e servizi sono salite del 9,4% e le importazioni dell'11,8%, in ragione del sensibile peggioramento del saldo della componente energetica.

Dal lato dell'offerta di beni e servizi, il valore aggiunto ha segnato crescita nelle costruzioni e in molti comparti del terziario, mentre ha subito una contrazione nell'agricoltura. Nel 2022 il valore aggiunto complessivo è aumentato in volume del 3,9%, mentre nel 2021 aveva registrato una crescita del 6,8%. L'incremento è stato del 10,2% nelle costruzioni e del 4,8% nei servizi, mentre l'agricoltura, silvicoltura e pesca segnano un calo dell'1,8% e l'industria in senso stretto dello 0,1%. Nel settore terziario, aumenti particolarmente marcati si registrano per commercio, trasporti, alberghi e ristorazione (+10,4%), attività artistiche, di intrattenimento e divertimento (+8,1%); riparazione di beni per la casa e altri servizi (+8,1%) e attività immobiliari (+4,5%). In calo solo le attività finanziarie e assicurative (-3,2%).

Nell'ambito del settore manifatturiero (+0,3%, in media), le diverse industrie hanno evidenziato andamenti differenti: un incremento di oltre l'80% si osserva per la fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio; aumenti significativi si registrano per industrie tessili (+7,5%), industria farmaceutica (+8,4%) ed elettronica (+7,2%); variazioni negative, invece, per chimica (8,2%), metallurgia (-4,6%), gomma, materie plastiche e prodotti da minerali non metalliferi (-5,8%). I settori regolati dall'Autorità registrano variazioni negative: il valore aggiunto della fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata ha evidenziato una diminuzione del 3%, mentre quello della fornitura di acqua, reti fognarie, attività di trattamento dei rifiuti e risanamento ha registrato un calo di 1,9%.

La domanda di energia elettrica e di gas naturale nel 2022 è stata molto condizionata dall'estremo rialzo dei prezzi e dalla situazione climatica. L'*Analisi trimestrale del sistema energetico italiano*, pubblicata dall'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA)<sup>17</sup>, calcola un indice sintetico delle determinanti della domanda di energia, che combina l'andamento del PIL con quello della produzione industriale e dei gradi giorno riscaldamento e raffrescamento, e che presenta una correlazione molto elevata con i consumi di energia. Nell'insieme del 2022, l'indice è aumentato dell'1% circa, un dato quindi molto inferiore alla crescita del PIL. Il confronto tra i due tassi dimostra, secondo l'ENEA, che la domanda di energia è stata frenata dal calo della produzione industriale e dalle temperature. Più in dettaglio, la riduzione della domanda di energia

17 ENEA, *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano*, n. 1/2023.

è maturata soprattutto nell'ultimo trimestre, a causa di un clima eccezionalmente mite e di un forte calo della domanda industriale, a sua volta causato dagli elevatissimi prezzi estivi di gas ed elettricità.

Secondo quanto si legge nella stessa pubblicazione, *"Il 2022 è stato il quinto anno più caldo di sempre, con le temperature estive più alte mai registrate in Europa dall'età preindustriale. L'Italia è stata più calda della media per quasi tutti i mesi dell'anno, con massimi storici a maggio, ottobre e dicembre (fonte: dati Copernicus)"*. In media annuale viene stimata un'anomalia di +1,12° rispetto alla media trentennale 1991-2020 e il 21% in meno di precipitazioni (fonte: ISPRA). Il caldo dei mesi primaverili ed estivi ha certamente spinto i consumi di elettricità per raffrescamento, ma l'impatto di questi consumi sul fabbisogno di energia dell'anno è stato di molto inferiore rispetto a quello che le temperature autunno-invernali eccezionalmente miti, unite alle misure di contenimento dei consumi energetici imposte negli stessi mesi, hanno prodotto sulla medesima grandezza.

Verso il termine del 2022 si è rilevata una contrazione dell'attività produttiva. La propagazione della spinta inflazionistica alla generalità delle voci di spesa ha interrotto la fase di crescita in corso da sette trimestri, incidendo in particolare sui consumi delle famiglie e determinando una lieve flessione del PIL. La contrazione è stata dovuta sia alla domanda interna, sia alle scorte, mentre la domanda estera netta ha fornito un marcato contributo positivo per la ripresa delle esportazioni, a fronte del calo delle importazioni. Tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 l'andamento economico è stato comunque più positivo di quanto atteso lo scorso autunno.

## Domanda e offerta di energia in Italia

Nel 2022 la domanda di energia in Italia è stata fortemente condizionata dai prezzi elevatissimi di gas ed elettricità, dalle condizioni climatiche caratterizzate da temperature invernali molto miti e dalle misure di contenimento dei consumi prese dal Governo per fare fronte alla crisi del gas. Quindi, nonostante una crescita del PIL del 3,7%, il consumo interno lordo di energia è sceso del 4,6% a 146,6 Mtep (153,7 Mtep nel 2021) e i consumi finali energetici sono calati del 3,7% a 109,3 Mtep (113,5 nel 2021). Di conseguenza, l'intensità energetica, dopo alcuni anni di sostanziale stabilità, ha segnato nel 2022 una sensibile discesa da 91 a 84 tep/M€ di PIL.

Relativamente alle singole fonti, si rileva: un calo del gas naturale del 10% per le motivazioni già descritte; una lieve riduzione del consumo di petrolio e di prodotti petroliferi pari allo 0,5% (sostenuti dal settore trasporti); un aumento del 34% del carbone, dovuto a un suo maggiore impiego nelle centrali termoelettriche per risparmiare gas, in controtendenza con gli anni precedenti al 2021, che ne avevano visto una progressiva riduzione degli usi per le politiche di decarbonizzazione e per una forte perdita di competitività. Le fonti rinnovabili e i bioliquidi fanno registrare una diminuzione del 7,8% (-2,3 Mtep), conseguente alla riduzione della disponibilità idroelettrica per la scarsa piovosità, che ha ampiamente più che compensato l'incremento della produzione fotovoltaica. Si è registrato, poi, un lieve aumento (+0,5%) delle importazioni nette di elettricità. La fonte primaria a maggiore incidenza resta il gas, con il 38%, seguito da petrolio e suoi derivati per quasi il 36%; nonostante l'aumento, il carbone pesa appena per il 5%, mentre rinnovabili e bioliquidi per il 19% circa.

La dipendenza complessiva del nostro sistema energetico dalle importazioni (al netto dei prodotti esportati) è stata nel 2022 dell'81% circa, in crescita rispetto al 75% del 2021, soprattutto in conseguenza della diminuzione della produzione idroelettrica.

A causa dell'aumento record dei prezzi del gas, la fattura energetica nazionale a prezzi correnti è aumentata rispetto al 2021 del 130%, per un'incidenza sul PIL del 6,1% rispetto al 2,8% del 2021, peso superiore a quello raggiunto nel 1975 (3,7%) e nel 1980 (5,0%), periodi caratterizzati dalle grandi crisi petrolifere (elaborazioni su dati Unione energie per la mobilità).

Analizzando i consumi finali per settore, si rileva una riduzione degli utilizzi dell'industria del 7,8%, con una diminuzione del gas del 15,5% e dell'energia elettrica del 3,9%. Il calo è soprattutto conseguente ai prezzi di gas ed elettricità che hanno determinato un rallentamento delle attività più energivore e conversioni/riconfigurazioni dei processi industriali. Sensibile il calo del settore residenziale (-10,3%) per le condizioni climatiche e le misure di riduzione dei consumi. In diminuzione di quasi il 3% anche il settore dei servizi. In aumento, invece, i consumi dei trasporti (+5,3%), soprattutto di prodotti petroliferi (+6,5%), in ripresa dopo il calo determinato dalla pandemia.

I consumi di energia elettrica si sono ridotti dell'1,1%, ma l'incidenza dell'elettricità sui consumi finali è tornata ad aumentare segnando il 22,7%. Il dato si inserisce in un *trend* di lungo periodo che vede la penetrazione del vettore elettrico crescere progressivamente, anche se a ritmi probabilmente inferiori alle attese e agli obiettivi. La diminuzione dei consumi è stata più sensibile nell'industria (-3,9%) e nel residenziale (-2,8%) per le cause già indicate, in aumento invece gli usi elettrici dei servizi (+4,9%). Il peso maggiore sui consumi elettrici è dell'industria, con il 42%, seguito dai servizi, con il 29%, e dal residenziale, con il 23%.

**TAV. 1.17** Bilancio energetico nazionale nel 2021 e nel 2022 (in ktep)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E DERIVATI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
<b>2021</b>								
+ Produzione	36.676	-	5.228	2.608	27.698	1142	-	-
+ Saldo importazioni	144.188	5.555	71.977	59.784	2.869	-	-	4.004
- Saldo esportazioni	29.339	181	26.856	1.264	713	-	-	325
+ Variazione delle scorte	4.653	163	3.159	1.303	28	-	-	-
= Disponibilità energetica lorda	156.179	5.538	53.508	62.430	29.882	1.142	-	3.679
- Bunkeraggi marittimi e aviazione internazionale	4008	-	4008	-	-	-	-	-
= Consumo interno	152.171	5.538	49.500	62.430	29.882	1.142	-	3.679
Ingressi in trasformazione	134.966	6.750	81.391	25.859	19.858	856	-	251
Uscite dalla trasformazione	111.539	1.590	78.190	137	1.423	-	5.344	24.856
Settore Energia	7.278	39	3.009	1.451	-	-	1.257	1.523
Perdite di distribuzione	2.791	-	-	186	-	-	969	1.636

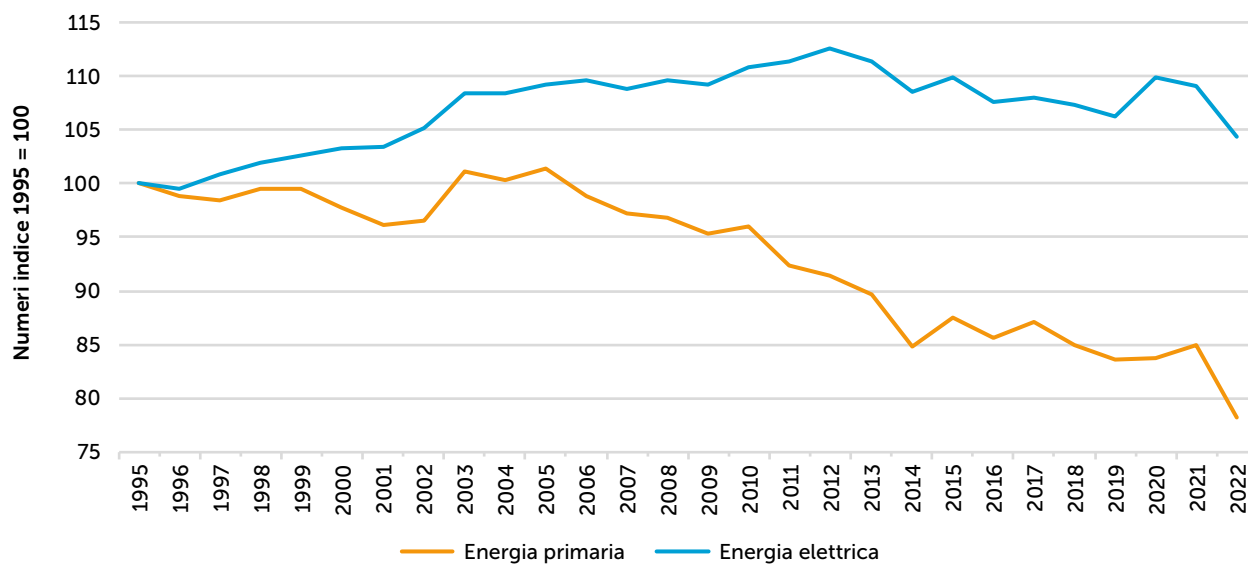
(segue)



DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E DERIVATI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
Disponibile per consumo finale	118.675	338	43.290	35.072	11.446	286	3.119	25.125
Consumo finale non energetico	5.851	5	5.182	664	-	-	-	-
Consumo finale energetico	113.504	400	38.425	34.705	11.446	286	3.119	25.125
+ Industria	25.866	400	2.225	9.447	494	286	2.042	10.972
+ Trasporti	34.914	-	31.512	1.050	1.416	-	-	936
+ Servizi	16.632	-	563	6.378	2.618	-	200	6.873
+ Residenziale	32.664	-	1.878	17.475	6.835	-	710	5.765
+ Agricoltura e pesca	3.292	-	2.151	355	83	-	125	577
+ Altri settori	136	-	95	-	-	-	41	-
Differenze statistiche	-680	-67	-316	-297	-	-	-	-
<b>2022</b>								
+ Produzione	33.752	-	4.525	2.544	25.558	1.126	-	-
+ Saldo importazioni	151.863	7.857	77.847	59.452	2.632	-	-	4.075
- Saldo esportazioni	33.005	248	27.995	3.779	604	-	-	379
+ Variazione delle scorte	-3.435	-182	-1.094	-2.114	-45	-	-	-
= Disponibilità energetica lorda	149.175	7.427	53.282	56.104	27.540	1.126	-	3.696
- Bunkeraggi marittimi e aviazione internazionale	5.125	-	5.125	-	-	-	-	-
= Consumo interno	144.051	7.427	48.157	56.104	27.540	1.126	-	3.696
Ingressi in trasformazione	136.557	8.994	83.541	24.795	18.168	840	-	218
Uscite dalla trasformazione	115.867	1.710	82.393	186	1.396	-	5.582	24.600
Settore Energia	6.972	50	3.131	898	-	-	1.313	1.580
Perdite di distribuzione	2.916	-	-	264	-	-	1.015	1.638
Disponibile per consumo finale	113.473	94	43.878	30.333	10.768	286	3.254	24.860
Consumo finale non energetico	4.433	6	3.876	550	-	-	-	-
Consumo finale energetico	109.307	194	40.175	29.769	10.768	286	3.254	24.860
+ Industria	23.842	194	2.215	7.979	485	286	2.137	10.546
+ Trasporti	36.758	-	33.576	865	1.389	-	-	928
+ Servizi	16.144	-	603	5.422	2.589	-	317	7.212
+ Residenziale	29.305	-	1.625	15.112	6.224	-	737	5.607
+ Agricoltura e pesca	3.112	-	2.054	390	81	-	20	567
+ Altri settori	146	-	102	-	-	-	43	-
Differenze statistiche	-267	-107	-174	13	-0	-	0	-

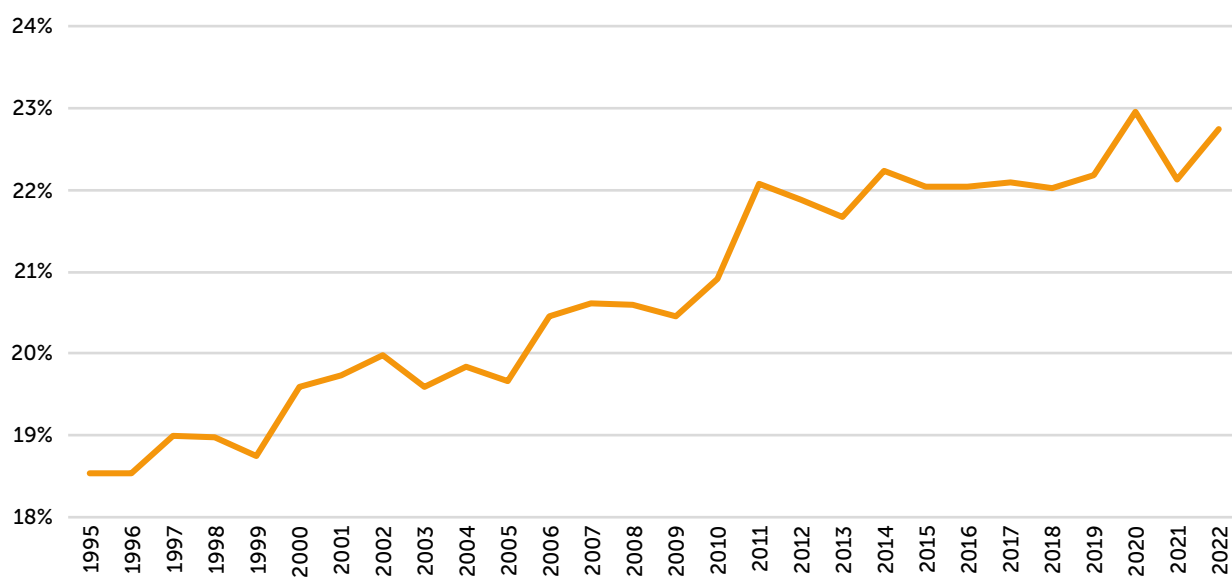
Fonte: ARERA, elaborazione su dati del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

**FIG. 1.24** Intensità energetica del PIL dal 1995



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

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



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

# Sistemi idrici in Europa

## Siccità in Europa

Il fenomeno della siccità sta emergendo con particolare vigore in ampie aree dell'Europa nord-occidentale, oltre che in Europa meridionale, secondo uno studio del *Joint Research Centre* (JRC) della Commissione europea<sup>18</sup>. La domanda di acqua dolce nei 27 stati membri dell'UE (UE 27) è soddisfatta in gran parte dall'estrazione da acque superficiali (fiumi, bacini idrici e laghi) e sotterranee. Come evidenziato nella tavola 1.18, tra il 2000 e il 2019, l'estrazione totale di acqua all'anno, nell'UE 27, è diminuita circa del 24%, passando da circa 235.000,00 milioni di m<sup>3</sup> nel 2000 a circa 177.000,00 milioni di m<sup>3</sup> nel 2019.

Tuttavia, i contributi relativi delle acque superficiali e sotterranee al volume totale di acqua estratta sono cambiati durante questo periodo: nel 2000, le acque superficiali rappresentavano l'82% dell'estrazione e le acque sotterranee il 18%, mentre nel 2019 le acque superficiali rappresentavano solo il 75% e le acque sotterranee il 25%. L'aumento dell'estrazione di acqua dalle acque sotterranee può essere in gran parte spiegato dall'aumento della domanda nei settori dell'approvvigionamento idrico pubblico e dell'agricoltura. È probabile che i cambiamenti climatici che aggravano la variabilità stagionale nella disponibilità di acque superficiali abbiano contribuito a questo andamento, poiché la domanda di acqua è aumentata durante i mesi primaverili ed estivi, quando la disponibilità di acqua superficiale è limitata, in particolare nell'Europa meridionale, causando concorrenza tra i settori e, soprattutto, tra l'approvvigionamento idrico pubblico e quello dell'agricoltura.

**TAV. 1.18** Totale prelievi idrici in Europa (in M(m<sup>3</sup>))

PAESE	ACQUE DOLCI SUPERFICIALI		ACQUE DOLCI SOTTERRANEE	
	2019	2000	2019	2000
Austria	1.217,7	2.549,7	629,6	1.026,6
Belgio	4.559,9	7.846,1	520,0	684,4
Bulgaria	4.859,9	5.385,7	573,2	822,5
Cechia	890,3	1.277,0	336,2	429,5
Cipro	61,6	54,6	139,9	146,0
Croazia	211,4	287,7	419,8	431,7
Danimarca	211,0	5,0	764,0	657,7
Estonia	760,2	1.188,1	224,9	256,1
Finlandia	2.167,0	2.014,6	289,6	255,4
Francia	22.325,4	25.677,9	5.761,0	5.802,5
Germania	15.199,0	36.173,0	3.834,6	5.138,2
Grecia	3.838,4	6.617,5	6.189,3	3.593,1
Irlanda	887,5	812,6	453,4	126,9

(segue)

18 JRC Publications Repository - Drought in Europe, March 2023 (europa.eu). Tra le cause, lo studio menziona le temperature invernali al di sopra della media stagionale per un prolungato periodo, le scarse precipitazioni e una scarsa distribuzione della neve sui rilievi alpini - già aggravatasi nel 2022 -.

PAESE	ACQUE DOLCI SUPERFICIALI		ACQUE DOLCI SOTTERRANEE	
	2019	2000	2019	2000
Italia	23.322,7	32.085,3	10.174,9	9.797,7
Lettonia	90,4	168,8	90,4	99,6
Lituania	119,0	2.003,5	148,6	76,5
Lussemburgo	22,9	17,1	25,3	20,0
Malta	1,2	1,3	36,5	35,5
Paesi Bassi	8.157,9	6.487,6	1.157,6	1.002,0
Polonia	7.347,0	9.371,7	1.688,0	1.843,0
Portogallo	3.221,2	5.326,8	2.019,3	1.826,0
Romania	3.751,1	6.857,8	518,8	1.079,2
Slovacchia	258,1	917,8	314,8	414,8
Slovenia	752,6	694,5	190,6	104,2
Spagna	24.028,3	30.456,3	6.330,8	5.988,9
Svezia	711,5	2.705,7	201,8	534,4
Ungheria	4.144,5	5.226,0	518,9	697,7
<b>TOTALE UE 27</b>	<b>133.117,7</b>	<b>192.209,7</b>	<b>43.551,8</b>	<b>42.890,1</b>

Fonte: *European Environmental Agency*.

Nonostante i notevoli risultati conseguiti nel ridurre l'estrazione complessiva di acqua nell'UE negli ultimi 20 anni, l'incertezza sulla disponibilità stagionale di acqua è in aumento. Per gestire i rischi associati a tale incertezza e conseguire gli obiettivi della Direttiva quadro europea sulle acque<sup>19</sup> e del *Green Deal* europeo<sup>20</sup>, sarà necessario incrementare l'efficienza nell'uso dell'acqua e migliorare l'adattamento ai cambiamenti climatici.

Per quanto concerne gli utilizzi domestici di acqua, la percentuale di famiglie collegate agli impianti di trattamento almeno secondario delle acque reflue varia da un paese europeo all'altro, come indicato nella tabella sottostante. Nell'Europa centro-occidentale, per esempio, il tasso di connessione è del 97%. Nei paesi dell'Europa meridionale, sudorientale e orientale, è generalmente inferiore, sebbene sia aumentato negli ultimi 10 anni fino a raggiungere circa il 70% (*European Environmental Agency*, 2017). I dati per l'Italia negli anni più recenti non sono disponibili; la percentuale relativa al 2016 è di circa il 60%.

**TAV. 1.19** *Percentuale di popolazione collegata almeno al trattamento secondario delle acque reflue urbane*

PAESE	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Austria	86,0	88,9	91,8	92,7	93,9	94,5	95,0	99,8	99,8	99,1
Belgio	47,7	53,2	57,4	71,0	75,0	76,8	80,5	82,8	84,3	83,6
Bulgaria	37,8	38,0	38,8	41,4	45,1	53,9	54,8	61,8	63,7	65,1
Cechia	69,7	70,8	71,9	75,4	76,9	78,0	79,8	81,2	82,3	83,4

(segue)

<sup>19</sup> Direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque.

<sup>20</sup> Si veda [commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_it](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it).

PAESE	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Cipro	18,3	28,4	29,8	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	82,7	n.d.
Croazia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9
Danimarca	88,0	n.d.	n.d.	n.d.	93,4	94,2	96,3	96,8	97,1	97,7
Estonia	71,0	72,0	78,0	84,0	79,0	81,0	83,0	83,0	83,0	83,0
Finlandia	81,0	81,0	82,0	82,0	83,0	83,0	85,0	84,0	85,0	85,0
Francia	77,3	79,5	n.d.	n.d.	77,7	80,2	80,4	80,5	80,2	79,9
Germania	92,6	93,8	97,3	91,9	95,6	95,4	95,6	96,0	n.d.	n.d.
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	85,0	87,4	92,0	92,8	93,4	94,8	94,2
Irlanda	29,0	n.d.	n.d.	59,0	71,0	58,8	60,0	61,2	61,8	61,9
Italia	n.d.	n.d.	54,2	57,5	n.d.	57,6	n.d.	59,6	n.d.	n.d.
Lettonia	51,1	62,7	62,5	55,1	58,9	67,6	71,2	74,1	75,4	80,4
Lituania	n.d.	n.d.	47,5	n.d.	63,7	63,1	69,4	73,5	75,8	77,0
Lussemburgo	n.d.	88,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	96,6	96,9	97,0	98,3
Malta	12,9	10,9	9,3	14,6	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5
Paesi Bassi	98,5	98,9	99,1	99,3	99,3	99,5	99,4	99,5	99,5	99,5
Polonia	54,0	56,8	60,7	62,9	64,5	68,5	71,4	73,4	74,0	74,8
Portogallo	27,0	32,0	37,0	52,0	55,8	n.d.	n.d.	n.d.	84,6	n.d.
Romania	n.d.	16,9	16,9	n.d.	22,7	35,3	38,2	43,8	48,1	51,8
Slovacchia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	63,6	65,7	68,8
Slovenia	18,4	29,3	47,6	51,1	51,6	53,7	55,6	63,2	69,0	69,3
Spagna	88,0	n.d.	88,0	88,0	93,0	88,7	84,7	86,6	86,6	n.d.
Svezia	93,0	94,0	94,0	94,0	94,0	95,0	95,0	95,0	96,0	96,0
Ungheria	32,4	40,2	45,3	50,0	69,5	72,8	73,5	78,1	80,4	80,9

Fonte: Eurostat.

Nonostante questi significativi miglioramenti degli ultimi anni, circa 30 milioni di persone non sono ancora collegate agli impianti di trattamento delle acque reflue in Europa. Nelle aree in cui le persone vivono lontane, può essere più pratico utilizzare metodi di trattamento individuali, come le fosse settiche, per gestire le acque reflue.

Per la maggior parte dei cittadini europei, le acque reflue (per esempio, acque grigie sporche che fluiscono negli scarichi) vengono raccolte, trasportate e quindi trattate in un impianto di trattamento delle acque reflue urbane al fine di rimuovere i componenti nocivi, prima che l'acqua venga restituita alla natura. Se non trattate adeguatamente, le acque reflue possono inquinare fiumi, laghi, acque sotterranee e mari, e danneggiare la salute umana, in quanto contengono sostanze nutritive, materia organica, agenti patogeni suscettibili di causare malattie e microinquinanti.

**TAV. 1.20** Acque reflue urbane raccolte e livello di trattamento applicato in percentuale della popolazione<sup>(A)</sup> (valori percentuali)

PAESE	SENZA TRATTAMENTO	PRIMARIO	SECONDARIO	TERZIARIO	NON SPECIFICATO
Austria	0,0	0,0	1,2	94	0,0
Belgio	5,0	0,0	8,4	74,6	0,0
Bulgaria	12,6	0,2	16,1	47,0	0,0
Cechia	3,2	0,1	8,4	73,9	0,0
Croazia	1,7	16,0	35,9	1,0	0,0
Danimarca	0,0	0,2	1,4	90,4	0,0
Estonia	0,0	0,03	3,3	79,6	0,0
Finlandia	0,0	0,0	0,0	85,0	0,0
Francia	0,0	0,0	11,0	69,0	2,0
Germania	0,0	0,02	2,1	93,8	1,1
Grecia	0,0	0,0	6,4	86,9	-
Irlanda	1,6	0,8	40,2	20,9	0,7
<b>Italia</b>	<b>-</b>	<b>2,9</b>	<b>18,7</b>	<b>40,9</b>	<b>0,0</b>
Lettonia	0,0	1,2	18,4	62,1	0,1
Lituania	0,03	0,1	6,7	67,1	0,0
Lussemburgo	1,4	1,6	21,8	75,2	0,0
Malta	0,0	83,9	14,9	0,0	0,0
Paesi Bassi	0,0	0,0	0,8	98,7	0,0
Polonia	0,07	0,0	14,0	59,5	0,0
Portogallo	0,1	7,0	46,7	38,0	0,1
Romania	1,4	3,2	6,2	40,2	-
Slovacchia	0,5	2,2	63,2	1,8	0,0
Slovenia	4,8	0,0	24,3	41,7	0,0
Spagna	0,3	1,7	23,9	69,0	2,3
Svezia	0,0	0,0	4,0	83,0	0,0
Ungheria	2,2	0,07	7,1	72,1	0,0
<b>UE 27 (2020)</b>	<b>0,6</b>	<b>1,2</b>	<b>12,9</b>	<b>68,9</b>	<b>0,8</b>
Norvegia	1,9	21,3	3,9	58,9	0,0
Svizzera	0,3	0,0	-	87,0	0,0
Regno Unito	-	0,0	43,0	57,0	-

(A) Trattasi di acque reflue raccolte ma non trattate prima dello scarico. Secondo una nomenclatura della Commissione europea, il trattamento "primario" riguarda la sedimentazione; il trattamento "secondario" serve a ridurre i composti organici disciolti e sospesi, come quelli che utilizzano metodi biologici; il trattamento "terziario" è più rigoroso, principalmente per ridurre i nutrienti.

Fonte: *European Environmental Agency, 2022.*

La direttiva europea sul trattamento delle acque reflue urbane<sup>21</sup> del 1991 ha fissato degli standard di trattamento per proteggere l'ambiente idrico, riducendo la quantità di nutrienti e materia organica scaricata, che in futuro

21 Direttiva del Consiglio del 21 maggio 1991 concernente il trattamento delle acque reflue urbane, 91/271/CEE.

potrebbero diventare più rigidi, secondo la recente proposta della Commissione europea di revisione della direttiva sulle acque reflue, in discussione al Parlamento europeo e al Consiglio dei ministri dell'Unione europea<sup>22</sup>. La tavola 1.20 evidenzia la percentuale di acque reflue urbane raccolte e il livello di trattamento applicato, in percentuale rispetto alla popolazione di ogni singolo Paese dell'Unione europea.

Il trattamento necessario per ridurre al minimo l'inquinamento dell'acqua può portare alla produzione di fanghi di depurazione contaminati, che possono continuare a inquinare il suolo e l'acqua. Nella tavola 1.21 sono indicate le modalità di smaltimento dei fanghi di depurazione adottate nell'Unione europea.

**TAV. 1.21** Quote di smaltimento dei fanghi di depurazione dal trattamento delle acque reflue urbane nel 2020, per metodo di smaltimento (valori percentuali)

PAESE	AGRICOLTURA	COMPOSTAGGIO	DISCARICA	INCENERIMENTO	ALTRO
Austria	21,2	19,2	0,1	52,1	7,4
Belgio	23,1	0,0	0,0	75,0	1,9
Bulgaria	77,1	8,6	5,6	0,0	8,7
Cechia	38,7	42,3	8,0	10,9	-
Cipro	11,2	57,8	0,0	3,2	27,8
Croazia	8,1	13,9	12,0	13,7	52,4
Estonia	57,5	31,3	11,2	-	-
Finlandia	40,0	58,4	1,1	0,4	0,1
Germania	16,5	8,4	0,0	74,3	0,8
Grecia	9,9	-	35,7	36,5	18,0
Irlanda	88,6	11,1	0,1	0,0	0,1
<b>Italia<sup>(A)</sup></b>	<b>18,0</b>	<b>41,0</b>	<b>25,0</b>	<b>3,0</b>	<b>13,0</b>
Lettonia	28,7	20,7	3,2	0,0	16,0
Lituania	27,7	34,3	3,7	32,5	1,8
Lussemburgo	20,9	15,2	0,0	33,5	30,4
Malta	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Paesi Bassi	0,0	0,0	0,5	95,6	3,9
Polonia	24,2	5,2	1,2	17,3	52,1
Romania	21,3	2,0	55,3	0,8	20,5
Slovacchia	0,0	47,6	12,7	21,5	18,3
Slovenia	0,0	1,3	1,9	36,1	60,6
Spagna	87,0	-	7,5	5,5	-
Svezia	41,4	27,1	1,2	1,4	28,9
Ungheria	20,2	73,6	0,6	5,6	0,0

(A) Dati aggiornati al 2022.

Fonte: *European Environmental Agency, 2022.*

<sup>22</sup> La proposta di revisione della direttiva risale al 26 ottobre 2022 ed è disponibile al seguente indirizzo: [environment.ec.europa.eu/publications/proposal-revised-urban-wastewater-treatment-directive\\_en](https://environment.ec.europa.eu/publications/proposal-revised-urban-wastewater-treatment-directive_en).

# Rifiuti urbani e assimilati in Europa

## Verso un cambio di strategia?

Nel panorama comunitario degli sviluppi normativi e regolamentari relativi all'industria dei rifiuti urbani, il 2022 si connota per l'avvio di un ripensamento dell'approccio complessivo alla gestione dei rifiuti, promosso dalla Commissione in corrispondenza con le prime concrete realizzazioni del "Piano d'azione per l'economia circolare" (parte qualificante del più ampio percorso di decarbonizzazione proposto nel *Green Deal*), adottato nel 2020<sup>23</sup> e rafforzato dal Parlamento europeo nel 2021. Sulla base della constatazione di una dinamica apparentemente insoddisfacente nell'andamento dei parametri che descrivono l'attitudine della gestione dei rifiuti urbani a soddisfare i criteri di circolarità, la Commissione ha diretto i propri sforzi di proposta legislativa e regolamentare, da un lato, a migliorare l'impianto del c.d. Pacchetto economia circolare adottato nel 2018 e, dall'altro lato, a prefigurare un cambio di paradigma – raccomandato dal Parlamento nelle sue risoluzioni sul Piano d'azione – che promuova la riduzione nella produzione stessa di rifiuti quale elemento prioritario, senza rinunciare a progressi anche molto ambiziosi nei tassi di riciclo e di preparazione al riutilizzo, nonché nella promozione di un mercato dei materiali provenienti dal riciclo.

In merito al primo filone, relativo a interventi di aggiustamento dell'impianto normativo esistente, rileva la lunga e complessa consultazione che la Commissione ha avviato agli inizi del 2022, avvalendosi anche dell'apporto tecnico del Centro di ricerche congiunto (*Joint Research Centre, JRC*), finalizzata alla presentazione di proposte di riforma della direttiva 2018/851/UE, c.d. Direttiva quadro sui rifiuti, che è alla base del Pacchetto economia circolare. La consultazione ha riguardato principalmente i criteri tecnici e gestionali della raccolta differenziata, la revisione degli obiettivi di differenziazione per alcune tipologie di rifiuti e l'affinamento dei regimi di responsabilità estesa del produttore. Per il secondo filone, la Commissione ha presentato, nell'ultimo scorcio del 2022, una proposta di regolamento sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio<sup>24</sup>, divenuta fonte di acceso dibattito tecnico e politico sia tra i portatori d'interesse, sia tra i co-legislatori europei. In estrema sintesi, la proposta di regolamento, che modifica anche profondamente l'*acquis* comunitario in materia fino a sostituire la direttiva "storica" del 1994 sugli imballaggi (comunque già ripetutamente rivista dai successivi interventi di riforma), stabilisce obiettivi quantitativi e temporali di riduzione nella produzione e messa in commercio di imballaggi, nonché misure per il sostegno al riutilizzo e obblighi di utilizzo nei prodotti nuovi di materie riciclate. La proposta di regolamento concretizza, per la prima volta in modo non meramente programmatico, il principio di sostegno alla riduzione dei rifiuti, da tempo presente nella legislazione comunitaria.

Delle accennate proposte normative si dà ulteriore conto anche in altra parte di questa *Relazione Annuale*<sup>25</sup>. In questa sede, vale evidenziare il presupposto dell'azione d'innovazione normativa della Commissione, che risiede nella richiamata constatazione dell'apparente stallo nella dinamica di avvicinamento all'economia circolare. Un avvicinamento che è stato, in effetti, molto rapido in una prima fase di dispiegamento degli effetti della legisla-

23 Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni: "Un nuovo piano d'azione per l'economia circolare – Per un'Europa più pulita e più competitiva", 11 marzo 2020, e successiva apposita risoluzione del Parlamento europeo del 10 febbraio 2021.

24 Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, che modifica il regolamento (UE) 2019/1020 e la direttiva (UE) 2019/904 e che abroga la direttiva 94/62/CE, del 30 novembre 2022.

25 La consultazione del 24 maggio 2022, preceduta da una consultazione preliminare nel febbraio 2022, finalizzata a raccogliere elementi per la riforma della direttiva quadro rifiuti, riguarda riduzione e prevenzione dei rifiuti, spreco alimentare, raccolta differenziata, incentivi regolamentari ed economici, e porterà a una proposta legislativa prevista entro l'estate 2023. La proposta di regolamento del 30 novembre 2022 sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, che abroga la direttiva 94/62/CE sugli imballaggi e modifica il regolamento (UE) 2019/1020 (Conformità dei prodotti) e la direttiva 2019/904/UE (incidenza sull'ambiente di determinati prodotti di plastica) contiene obiettivi di riduzione dell'immissione in commercio di imballaggi (-5% *pro capite* entro il 2030, -10% entro il 2035 e -15% entro il 2040) e soglie minime di materiale riciclato presente nei nuovi imballaggi (per esempio, 50% in PET dal 2030).



zione dei rifiuti, approssimativamente identificabile nel periodo che va dal 1996 al 2015, per poi, come vedremo in qualche dettaglio, rallentare in anni più recenti.

## La dinamica dei parametri dell'economia circolare nella gestione dei rifiuti

La constatazione di una dinamica insoddisfacente nello sviluppo dell'economia circolare, come definito dalla crescita dei parametri relativi all'industria dei rifiuti, con particolare riguardo al riciclo e all'immissione nel ciclo produttivo dei materiali derivanti dal riciclo, nonché alla produzione stessa di rifiuti (che rientrerebbe, secondo le accennate proposte di innovazione normativa, in una concettualizzazione "allargata" di circolarità), è richiamata dalla Commissione nell'avvio del corrente processo di riforma. Nonostante la conferma dei buoni risultati in termini di recupero di materia ed energia dai rifiuti urbani anche nel 2021 (49% in peso, contro il 48% dell'anno precedente), l'esecutivo comunitario sottolinea la perdurante tendenza all'aumento della produzione assoluta e *pro capite* di rifiuti urbani e la leggera riduzione dell'indice di circolarità, misura della capacità dell'economia di riutilizzare i materiali riciclati, integrandoli nel ciclo produttivo.

Nel seguito di questa sezione della *Relazione Annuale* si proporrà una sintesi delle principali evidenze in merito alle grandezze fondamentali che descrivono il sistema di gestione dei rifiuti urbani nell'Unione europea, nonché qualche considerazione preliminare, e pressoché esclusivamente basata sulle informazioni ricavabili dai dati Eurostat, sulla misurazione e sulle tendenze dei parametri proposti per la valutazione del grado di circolarità dell'economia.

I dati presentati in questa sezione sono, laddove non diversamente indicati, di fonte Eurostat e si riferiscono all'anno 2021, per le consuete statistiche sulla produzione e destinazione per tecnologia di trattamento, e al 2020, per le misure di circolarità. Si tratta degli anni che hanno risentito in modo molto rilevante dell'impatto economico e sociale della pandemia da Covid-19, con ciò che ne consegue in termini di valutazione oggettiva delle tendenze in materia di generazione dei rifiuti urbani, per la quale è ragionevole attendersi un incremento assoluto per effetto dei confinamenti, e di misura dei fenomeni rappresentativi della gestione dei rifiuti in rapporto all'economia nel suo complesso. È chiaro, infatti, come la contrazione delle attività economiche abbia effetti distorsivi, per esempio, nell'evidenza del rapporto tra rifiuti generati e prodotto interno lordo. Eurostat non depura i dati sulla gestione dei rifiuti urbani dagli effetti congiunturali, né sono disponibili, a oggi, studi sulla temporaneità degli effetti della pandemia sull'evoluzione dei modelli di produzione e di gestione dei rifiuti. Pertanto, nelle figure di questa sezione si è scelto, ove possibile, di affiancare il dato del 2021 a quello del 2020, allo scopo di evidenziare, in prima approssimazione, gli effetti apparenti della crisi economica del periodo.

Come pure evidenziato nella scorsa *Relazione Annuale*, una visione più chiara delle tendenze in materia di rifiuti urbani sarà possibile solo nel medio termine, quando si potranno ragionevolmente considerare superate le conseguenze della crisi pandemica. Tale considerazione riveste qualche importanza nell'analisi, e presumibilmente anche nella valutazione, di costi e benefici della futura legislazione, del fondamento statistico del dibattito sulla dinamica dell'economia circolare, laddove questa venga misurata, al di là di ogni possibile obiettivo generale di *policy* sovraordinato, da indicatori la cui evoluzione deve essere necessariamente valutata su tempi non brevi.

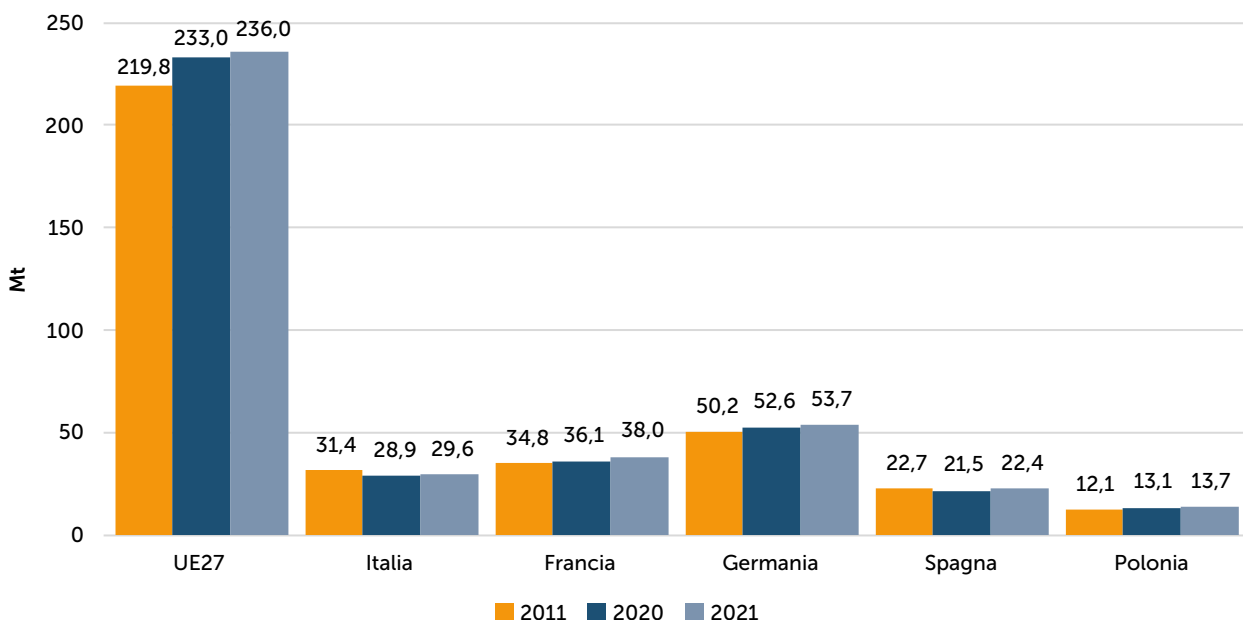
Da notare anche che cifre e figure riportate in questa sezione potrebbero non essere di immediato confronto con le analoghe grandezze riportate nelle precedenti *Relazioni Annuali*, per effetto delle modifiche che Eurostat apporta alle serie storiche contestualmente al loro aggiornamento. Tali aggiornamenti sono conseguenza

dell'integrazione di informazioni ulteriori eventualmente ricevute dagli stati membri, ovvero di controlli di affidabilità e coerenza realizzati dall'ente statistico comunitario all'evidenza presentata negli anni precedenti.

## Produzione dei rifiuti nell'Unione europea

Nel 2021 i 27 Paesi dell'Unione europea hanno complessivamente prodotto 236 milioni di tonnellate di rifiuti urbani (Fig. 1.26), con un leggero incremento rispetto all'anno precedente (+1,2%). Tradotta in termini *pro capite*, tale cifra corrisponde a 530 kg in media per abitante, in crescita dell'1,9% rispetto al 2020. L'aumento della generazione di rifiuti assoluta e *pro capite* appare abbastanza uniformemente distribuito tra gli stati membri, a conferma del suo significato di ripresa e di uscita dalla crisi indotta dalla pandemia. In Italia, in particolare, la generazione di rifiuti urbani cresce in assoluto del 2,3% e raggiunge 29,6 milioni di tonnellate, dato che si traduce in un aumento della produzione *pro capite* del 3%, pari a 502 kg in media per abitante.

**FIG. 1.26** Generazione di rifiuti urbani nell'Unione europea e in alcuni paesi



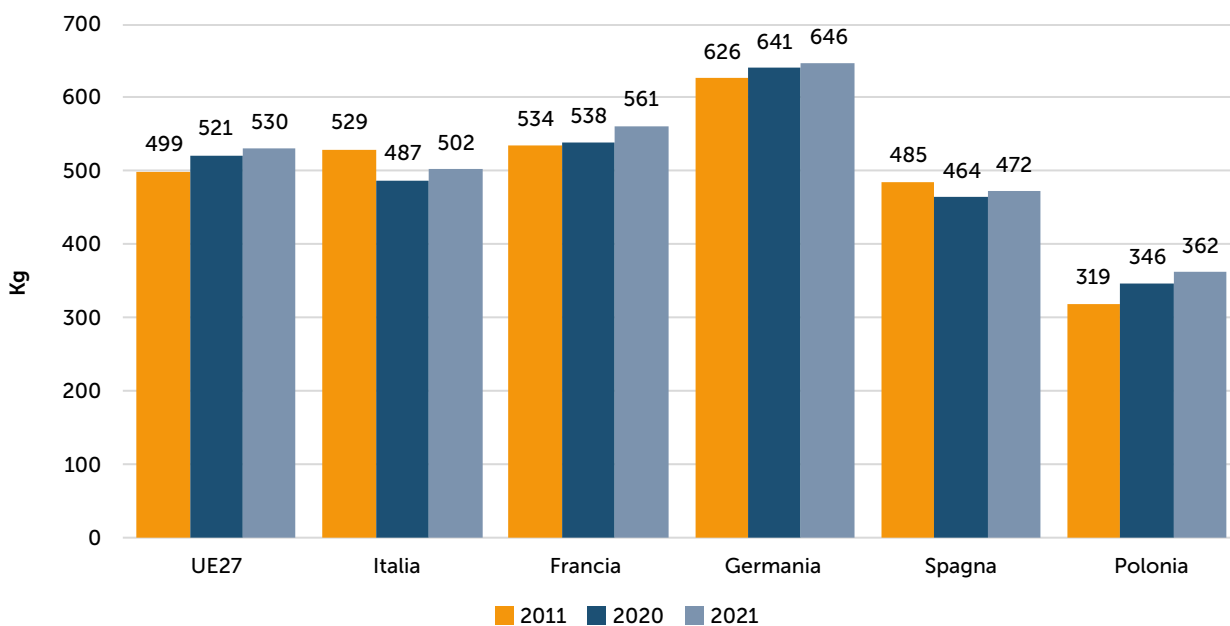
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e Ispra.

La tendenza alla stabilità nel tempo della produzione assoluta, a livello comunitario, è confermata dal dato relativo alla generazione *pro capite* di rifiuti (Fig. 1.27); la riduzione tendenziale registrata in alcuni stati membri (tra questi, Italia e Spagna, presenti nel *panel* dei paesi notevoli considerati nei grafici di questa sezione) è più che compensata dalla crescita in alcune grandi economie (Francia e Germania) e in parte dell'area centro-orientale dell'Unione.

I dati più recenti, al netto delle considerazioni già espresse sull'effetto distorsivo della crisi pandemica sull'economia e sui consumi, possono quindi essere letti in una duplice prospettiva: la generazione dei rifiuti urbani non sembra calare nel tempo, cosa che richiederebbe interventi strutturali sui modelli di produzione e di consumo; al contempo, non si assiste a fenomeni sostanziali di crescita, a conferma di una tendenza nel tempo che appare stabilizzare la generazione assoluta e *pro capite* dei rifiuti urbani e che pure, se valutata rispetto alla crescita economica, sembra orientata a realizzare l'auspicato "disaccoppiamento" tra ricchezza e rifiuti, indice di maturazione nei modelli di consumo e di consapevolezza dell'impatto ambientale delle scelte. Se il concetto

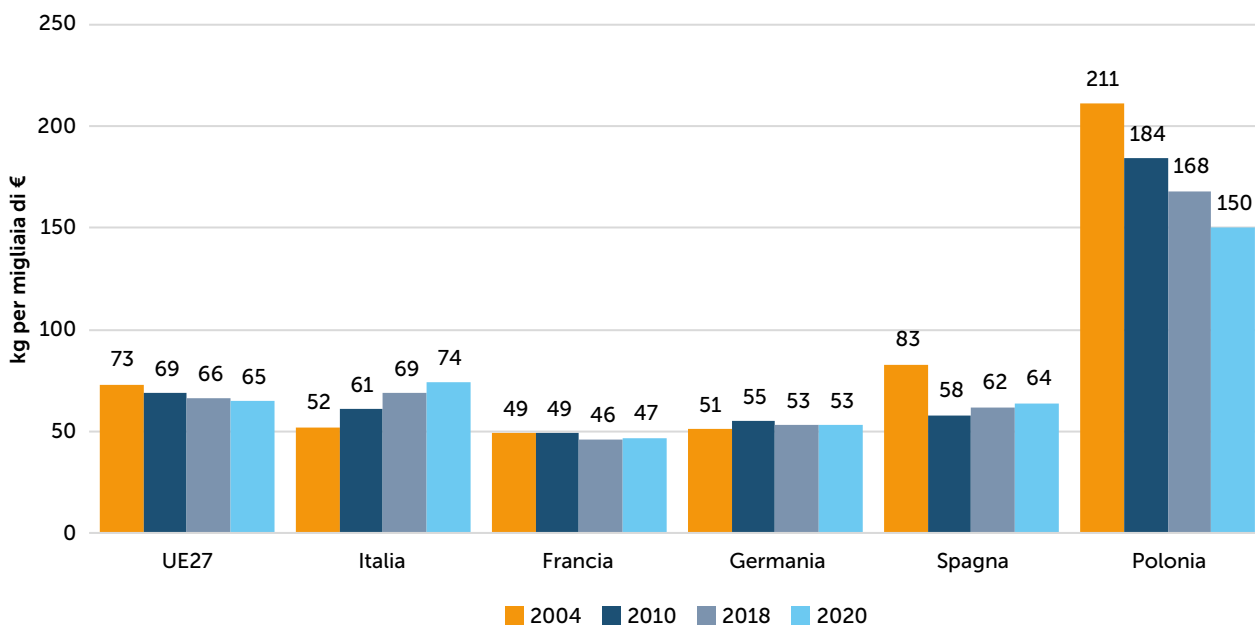
di "riduzione dei rifiuti" è definito in relazione al rapporto che produzione e rifiuti hanno con l'economia nel suo complesso, rileva l'andamento nel tempo del rapporto tra generazione di rifiuti e prodotto interno lordo, che Eurostat calcola in riferimento a un aggregato più vasto di quello dei rifiuti urbani, e che quindi è descritto a fini indicativi nella figura 1.27, senza tuttavia rinunciare a considerare l'indicatore ragionevolmente rappresentativo anche della dinamica relativa ai rifiuti urbani.

**FIG. 1.27** Generazione di rifiuti urbani pro capite in Unione europea e in alcuni paesi



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e Ispra.

**FIG. 1.28** Produzione di rifiuti per unità di PIL nell'Unione europea e in alcuni paesi



Fonte: Eurostat.

Non sorprendentemente, la dinamica di costante riduzione del rapporto tra rifiuti generati e unità di prodotto interno si riduce nel 2020 e si inverte in diverse grandi economie europee; tra queste, spicca l'Italia, dove il rapporto, ancora costantemente in crescita, aumenta ulteriormente del 7% tra il 2018 e il 2020, un dato puntuale che si comprende alla luce della flessione del PIL registrata in quell'anno, prossima al 9%. Depurata dagli effetti della crisi pandemica, la tendenza al disaccoppiamento tra produzione di rifiuti e crescita economica osservata a livello europeo appare comunque indiscutibile, se si considera che il rapporto tra rifiuti generati e unità di prodotto diminuisce del 16% tra il 2004 ed il 2020 e del 6% tra il 2010 e il 2020 (Fig. 1.28).

## Trattamento dei rifiuti nell'Unione europea: un rallentamento della transizione?

A partire dalla metà degli anni '90 l'industria europea dei rifiuti urbani ha conosciuto un profondo cambiamento strutturale e un'evoluzione, per certi aspetti, impetuosa e certamente all'avanguardia nel panorama mondiale, nel senso della promozione della conservazione dell'ambiente e dell'efficienza nell'uso delle risorse; ciò sia per effetto dell'innovazione normativa che in quel periodo ne assoggettò la gestione al principio della sostenibilità ambientale, sia in relazione a fattori endogeni, quali la percezione delle opportunità economiche legate alla sostituibilità della materia prima con materiali riciclati e la spinta sociale e politica al superamento di un modello inerziale generalmente sbilanciato sulla discarica.

Per quanto risalgano agli anni '70 i primi tentativi di inserire il tema della gestione dei rifiuti in una più ampia visione di sostenibilità ambientale (la prima direttiva in materia è, infatti, la 75/442/CEE del 1975), la materia è stata affrontata organicamente nel 1991 dalla direttiva 91/156/CEE sui rifiuti, che ha modificato la precedente e che ha individuato nella protezione dell'ambiente la base giuridica per la gestione dei rifiuti, nonché dalla direttiva 94/62/CEE su imballaggi e rifiuti da imballaggio, che per la prima volta ha stabilito obiettivi vincolanti, per gli stati membri, in termini di caratteristiche obbligatorie degli imballaggi immessi sul mercato (al fine di renderli idonei alla raccolta differenziata e al riciclo) e di obiettivi minimi di riciclo dei rifiuti da imballaggio.

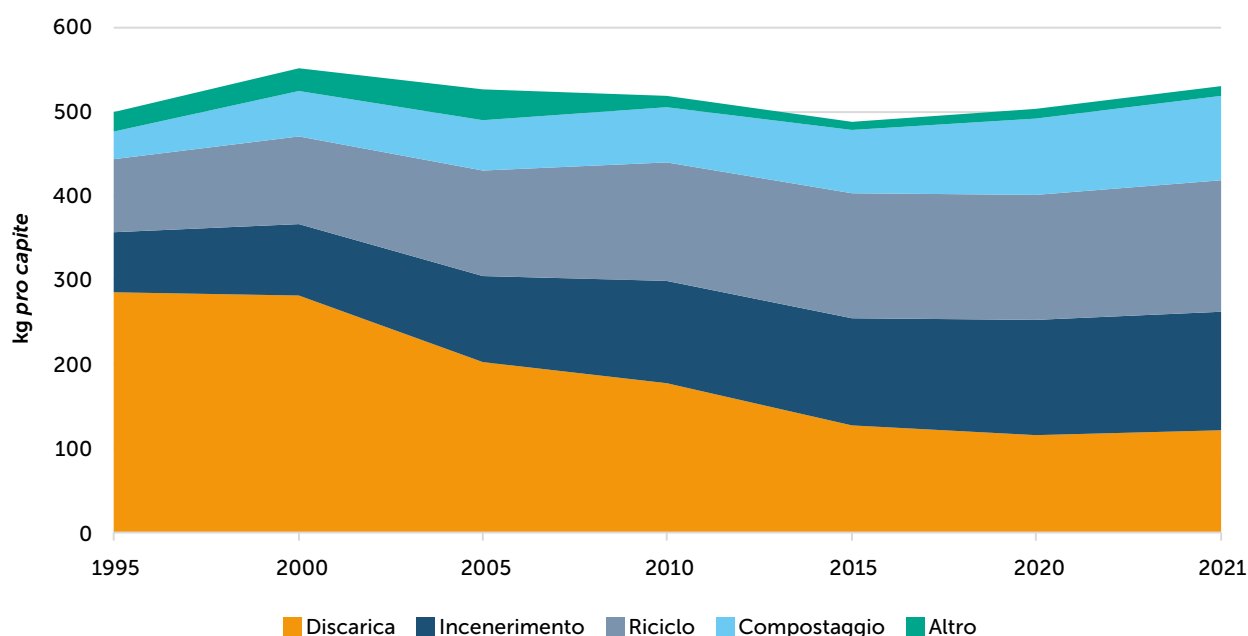
Nei venticinque anni che sono seguiti all'entrata in vigore della direttiva quadro, i progressi nella direzione di una gestione sostenibile dei rifiuti urbani descrivono una vera e propria "transizione ambientale", testimoniata dall'inversione, nella gerarchia tra tecnologie di recupero e smaltimento, delle posizioni della destinazione a discarica e del recupero di materia ed energia. Se nel 1995 si avviavano a riciclo 54 kg di rifiuto urbano *pro capite*, nel 2015 se ne recuperavano 141 kg (+160%) e nel 2021 ne sono state recuperati 157 kg (+190%). I rifiuti urbani *pro capite* recuperati attraverso il compostaggio, erano 33 kg nel 1995, 75 kg nel 2015 (+130%) e 100 kg nel 2021 (+200%). Simmetricamente, il ricorso alla discarica si è più che dimezzato nello stesso periodo, passando dai 286 kg *pro capite* conferiti nel 1995 ai 127 kg nel 2015 e ai 121 kg nel 2021. Il 2015 è, non a caso, l'anno di raffronto intermedio in questa estrema sintesi della dinamica del cambiamento strutturale nella gestione dei rifiuti urbani in Europa: si tratta, infatti, del "punto di inversione", l'anno in cui le statistiche comunitarie registrano per la prima volta il superamento, in termini di rifiuti urbani *pro capite* destinati alle diverse tecnologie di smaltimento e di recupero, del riciclo di materiali rispetto al conferimento in discarica. Vale sottolineare che la diminuzione dell'incidenza del conferimento in discarica, per il quale la normativa prevede la riduzione al 10% del totale in peso dei rifiuti urbani trattati entro il 2035, non è stata interamente compensata dal recupero di materia sotto forma di riciclo e compostaggio: alla crescita del recupero di materia si è, infatti, accompagnata una crescita consistente del

trattamento termico (tipicamente, benché non esclusivamente, con recupero energetico), passato dai 70 kg *pro capite* del 1995 ai 128 kg *pro capite* (+83%) del 2015 e ai 141 kg *pro capite* del 2021 (+100%).

Dal punto di vista di una ricomposizione del mix di tecnologie di trattamento dei rifiuti urbani si può, quindi, certamente parlare di sostanziale efficacia della legislazione europea (in molti casi adottata dagli stati membri con un'accentuazione degli obblighi e degli obiettivi temporali, ciò che è coerente con la natura "minima" della normativa comunitaria) nel promuovere la sostenibilità ambientale e la "circolarità" del sistema di gestione dei rifiuti urbani in Europa. Al centro delle considerazioni e delle preoccupazioni che spingono l'esecutivo comunitario a proporre le iniziative di riforma legislativa di cui si è detto all'inizio di questa sezione, tuttavia, si trova l'apparente rallentamento, evidenziato dai diversi tassi di crescita nei due sottoperiodi in cui è stato virtualmente suddiviso l'intervallo temporale 1995-2021 della dinamica. I risultati recenti, afferma la Commissione nell'invito a presentare contributi preliminari al lancio della consultazione pubblica per la riforma di specifici capitoli della direttiva quadro, come aggiornata appena nel 2018, non sono soddisfacenti; lo stesso obiettivo posto dalla normativa, programmatico ma altamente simbolico, del 50% di rifiuti urbani in peso riciclati entro il 2020 è stato sfiorato, ma non raggiunto (i dati Eurostat indicano il 48% medio per l'UE a 27 nel 2020 e oltre il 49% nel 2021).

La figura 1.29, che rappresenta in maniera sintetica l'evoluzione del contributo delle diverse tecnologie al trattamento dei rifiuti urbani, permette di apprezzare l'andamento descritto, con l'evidente velocità della transizione fino al 2015 e, a partire da quell'anno, una relativa stabilizzazione del mix di trattamento.

**FIG. 1.29** *Andamento delle diverse destinazioni dei rifiuti urbani dal 1995 al 2021*



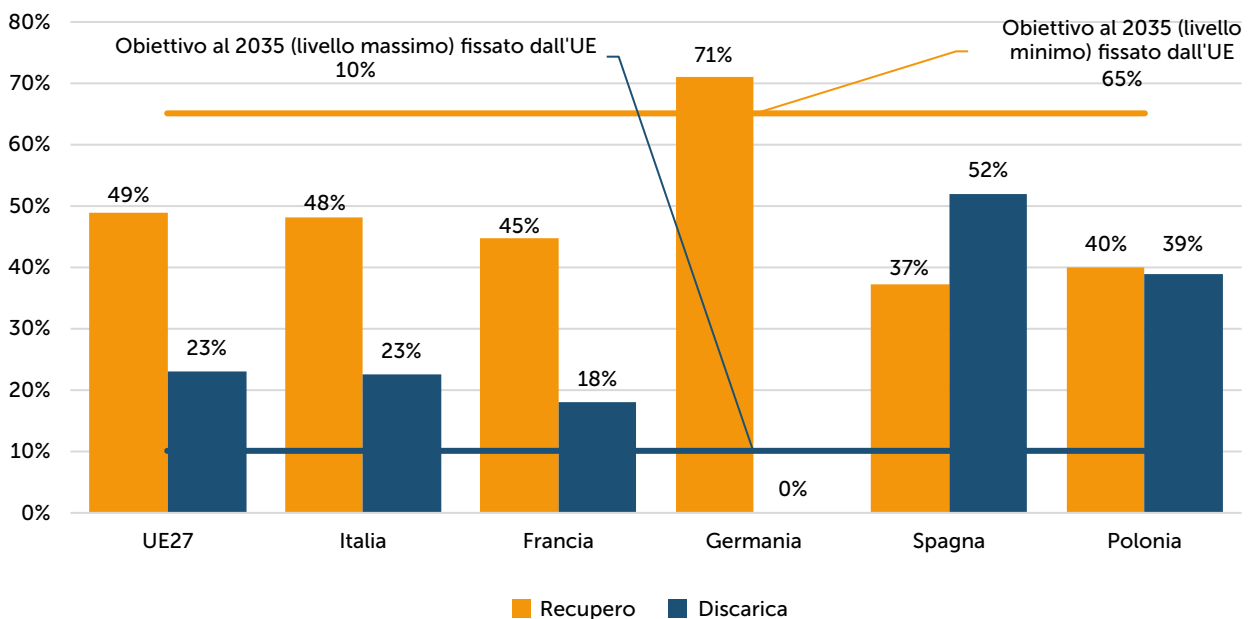
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Se si considera l'evoluzione dell'ultimo biennio, per il quale sono disponibili dati consolidati (da considerare con le cautele dovute al periodo pandemico), il dettaglio della dinamica delle diverse tecnologie evidenzia come, tra il 2019 e il 2021, il ricorso alla discarica si sia ridotto appena del 2,4% (da 124 a 121 kg *pro capite*), il trattamento termico sia cresciuto del 3% (da 137 a 141 kg *pro capite*), il recupero di materiali tramite riciclo del 4,6% (da 150 a 157 kg *pro capite*) e il solo recupero tramite compostaggio abbia visto una decisa crescita (15%, da 87 a 100 kg

*pro capite*), dati evidentemente considerati dalla Commissione europea come possibili indicatori di un'oggettiva difficoltà dell'Unione e degli stati membri a rimanere sul sentiero della transizione tracciato dagli obiettivi fissati dal Pacchetto economia circolare. Le distanze tra i risultati ottenuti e gli obiettivi per l'Unione europea nel suo complesso sono evidenziate dalla figura 1.30, con l'avvertenza che la nozione di recupero ivi utilizzata si riferisce alla definizione di "riciclo" adottata da Eurostat, che è riferita al recupero di materia e che include nell'aggregato sia il riciclo propriamente detto, sia il compostaggio.

Al di là del dettaglio di un apparente regresso della stessa Italia (per la quale, nell'analoga figura della precedente *Relazione Annuale*, si riportava per il 2020 una quota di rifiuti urbani riciclati e compostati superiore al 50%), dovuto al ricalcolo delle grandezze rilevanti per effetto dell'applicazione della nuova metodologia di omogeneizzazione delle raccolte nazionali e del riporto al livello comunitario dei dati sulla gestione dei rifiuti urbani, non può non rilevarsi, da un lato, il sostanziale allineamento (se non, in qualche caso, un consistente superamento) della media europea e della *performance* delle maggiori economie agli obiettivi di riciclo di medio periodo, come fissati dalla normativa previgente, che prevedeva, come già rilevato, il recupero di materia dal 50% in peso dei rifiuti urbani entro il 2020 e, dall'altro lato, come la dinamica di avvicinamento al modello di minimizzazione del conferimento in discarica appaia critica, come pure la distanza tra i risultati ottenuti e gli obiettivi ulteriori al 2035 per il recupero sembri richiedere una decisa accelerazione in tal senso.

**FIG. 1.30** Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2021 a confronto con gli obiettivi UE al 2035



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e Ispra.

La Commissione europea prevede di imprimere tale accelerazione sia con gli interventi di affinamento degli strumenti già contenuti nel Pacchetto economia circolare, con particolare riferimento al rafforzamento degli schemi di differenziazione visti come propedeutici a una maggiore capacità di recupero di materia, sia con la progettazione di lungo termine di un sistema complesso di incentivi e obblighi in grado di allargare il mercato dei materiali riciclati, nella convinzione che una domanda in crescita sosterrrebbe il richiesto adeguamento dell'offerta (in tale logica, si iscrive la proposta di regolamento sugli imballaggi e i rifiuti da imballaggio, che punta, tra

l'altro, all'obbligo di accrescere negli imballaggi la componente di materia proveniente dal riciclo). In attesa degli sviluppi normativi e di una futura valutazione statistica dei loro effetti, l'evidenza qui sinteticamente richiamata consente di sottolineare l'importanza dei risultati e l'ampiezza dello sforzo di istituzioni e comunità che hanno saputo adattare comportamenti, infrastrutture e metodi di gestione agli obiettivi sovraordinati.

Il relativo rallentamento della transizione ambientale del sistema di gestione dei rifiuti urbani è dovuto a una moltitudine di fattori, non necessariamente tutti indagati e presenti nel giudizio sull'*acquis* e nell'analisi di impatto delle proposte d'innovazione legislativa. Quali possibili ragioni dell'apparente stallo nel processo di sostituzione delle tecnologie di trattamento, si possono considerare i limiti tecnici possibilmente raggiunti dal sistema nel suo complesso (con forme di resistenza all'incremento del recupero di materia che si manifestano in rendimenti marginali dell'industria decrescenti); i ritardi o le insufficienze nell'adeguamento della capacità di trattamento a fronte di raccolte differenziate in crescita per rigidità di origine finanziaria, autorizzativa e programmatica; le incertezze legate ad adeguamenti normativi e regolamentari anche ravvicinati nel tempo; la necessaria ristrutturazione di un settore, a prevalenza tuttora largamente pubblica, che fronteggia problemi dimensionali e organizzativi in relazione a un orientamento dei servizi e dell'industria verso una maggiore intensità di capitale. Quest'ultimo aspetto è, del resto, implicitamente rilevato dalla stessa Commissione, che nell'analisi d'impatto del Pacchetto economia circolare indica in circa 17 miliardi di euro l'ammontare, secondo alcuni studi sottodimensionato, dell'investimento aggiuntivo (quindi ulteriore rispetto alle necessità di sostituzione e adeguamento del parco impiantistico esistente) richiesto entro il 2030, per rendere perseguibili gli obiettivi di incremento del riciclo al 65% e di contenimento dello smaltimento in discarica al 10% entro il 2035<sup>26</sup>.

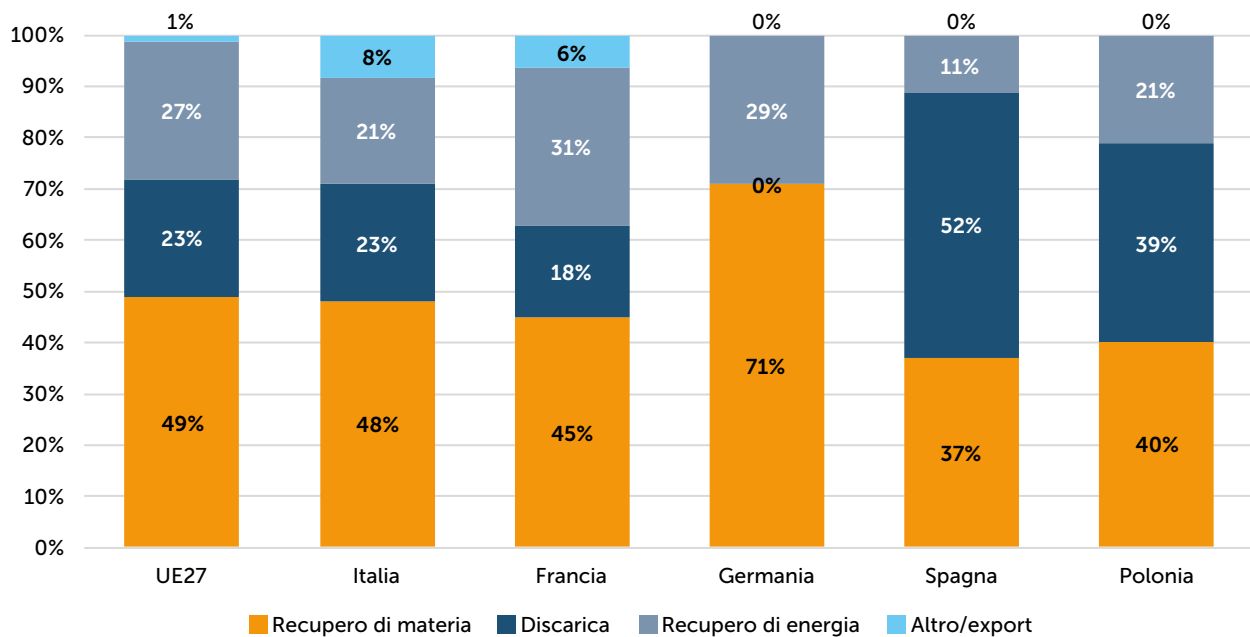
Un tema che merita qualche considerazione è certamente quello della disomogeneità orizzontale tra stati membri dei risultati e della velocità di convergenza verso un modello a maggiore recupero di materia e, possibilmente, a maggiore intensità di capitale e innovazione.

Esiste, tra gli stati membri dell'Unione, un'elevata variabilità dei dati descrittivi del mix di tecnologie per il trattamento dei rifiuti urbani: storia industriale, assetto istituzionale ed elementi specifici ai diversi paesi rendono molto diversi i contributi nazionali al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità nella gestione dei rifiuti urbani. La persistenza di tali diversità può essere esaminata sotto due diversi punti di vista: quello della necessità dell'accelerazione per i paesi ritardatari (sistematicamente sottolineata nei rapporti-paese che la Commissione redige sull'adesione degli stati membri alle politiche comunitarie, corredate da raccomandazioni relative alle distanze rispetto agli obiettivi comunitari) e quello della considerazione, nella costruzione degli obiettivi, di vantaggi e svantaggi competitivi che potrebbero consigliare di valorizzare apporti supplementari dalle economie che, per dimensioni, attivazione endogena e capacità tecnologica, mostrano maggiori attitudini e registrano costi marginali inferiori nella realizzazione delle politiche, così da privilegiare il raggiungimento dell'obiettivo medio comunitario in luogo del perseguimento dell'obiettivo minimo per tutti i paesi.

Le differenze strutturali nei sistemi di gestione dei rifiuti urbani sono già in parte evidenziate dalla figura 1.30 in relazione agli obiettivi al 2035. La figura 1.31 ha l'obiettivo di completare e dettagliare il quadro descrittivo delle diversità che caratterizzano il mix di tecnologie di trattamento dei rifiuti urbani nei paesi dell'UE.

---

26 *Study on investment needs in the waste sector and on the financing of municipal waste management in Member States*, COWI-EUNOMIA, giugno 2019. Studi su singoli stati valutano in almeno 10 miliardi nel 2020 il fabbisogno di investimento di paesi come Italia e Francia.

**FIG. 1.31** Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2021

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e Ispra.

## Economia circolare e rifiuti urbani

La gestione dei rifiuti urbani ricopre, nella prospettiva più volte menzionata di un marcato orientamento verso una sempre maggiore capacità di recupero di materia (affiancata, nei recenti sviluppi della normativa, dalla riduzione assoluta della produzione stessa di rifiuti), un ruolo di primo piano nella realizzazione del piano di decarbonizzazione di medio e lungo termine sostenuto dal *Green Deal*. In tale contesto si riconosce la valenza sistemica del settore, nella misura in cui può contribuire alla ricerca sempre più accentuata di conservazione e risparmio di materie prime ed energia. Dall'allargamento della visione si attende anche, in qualche misura, un superamento dei limiti evidenziati dalle precedenti osservazioni sulla dinamica insoddisfacente della transizione: la necessità economica e politica di sostituire, per quanto possibile, le importazioni di materie prime costituisce un potente incentivo ad aumentare la produttività del sistema rifiuti e la sua capacità, anche attraverso l'innovazione e lo sviluppo tecnologico, di offrire materie prime seconde (le materie derivate dal recupero e che sono in tutto assimilabili alle materie prime) di qualità e in quantità crescenti. La creazione e, ove esistente per certi materiali, il rafforzamento di un mercato interno delle materie riciclate dovrebbe retroagire inducendo l'intero sistema di gestione dei rifiuti ad aumentare il tasso di recupero.

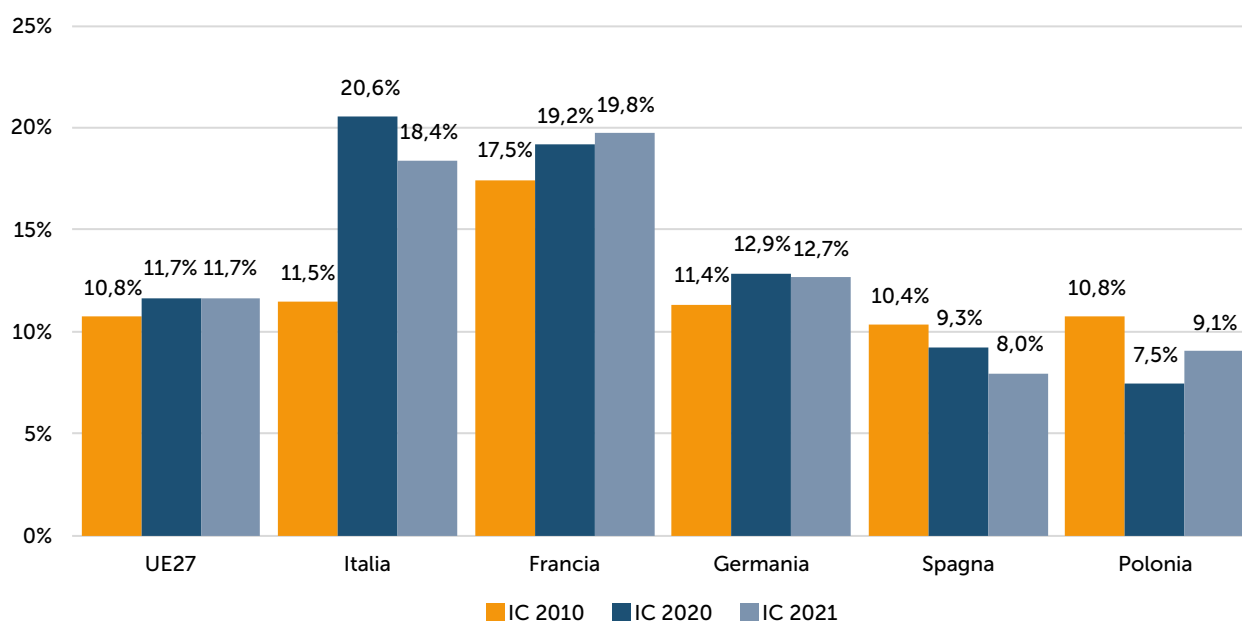
È opportuno quindi descrivere lo stato e l'evoluzione di alcune grandezze notevoli, di cui Eurostat ha iniziato in anni relativamente recenti la raccolta e l'analisi, rappresentative della "visione allargata all'economia" della gestione dei rifiuti.

La prima grandezza che sintetizza l'integrazione tra la gestione dei rifiuti e l'economia nel suo complesso è l'indice di circolarità, definito come quota di materiali recuperati e reimmessi nel circuito produttivo, così da sostituire l'utilizzo di corrispondente materia prima. Nella figura 1.32 si riportano i valori dell'indice di circolarità per il 2010, anno della sua prima rilevazione sistematica, e per gli ultimi due anni disponibili, 2020 e 2021.



Cresciuto a tassi non elevati ma ininterrottamente dall'anno iniziale della rilevazione, nel 2021 l'indice di circolarità ha arrestato la crescita nell'Unione europea nel suo complesso e si è in alcune economie ridotto, anche significativamente, come in Italia e in Spagna. L'andamento non omogeneo tra gli stati membri, in alcuni dei quali si è registrata addirittura un'inversione di tendenza in senso positivo, lascia ritenere che la dinamica recente vada letta in termini congiunturali. Resta valida, in analogia con quanto rilevato nell'esame della dinamica della composizione tecnologica del trattamento, l'osservazione di una tendenza di medio termine positiva e incoraggiante. E rileva, a maggior ragione nella lettura di un indice sintetico rappresentativo di un'elevata complessità, la considerazione di specificazioni e dettagli che possano meglio rendere l'evoluzione del sistema rifiuti.

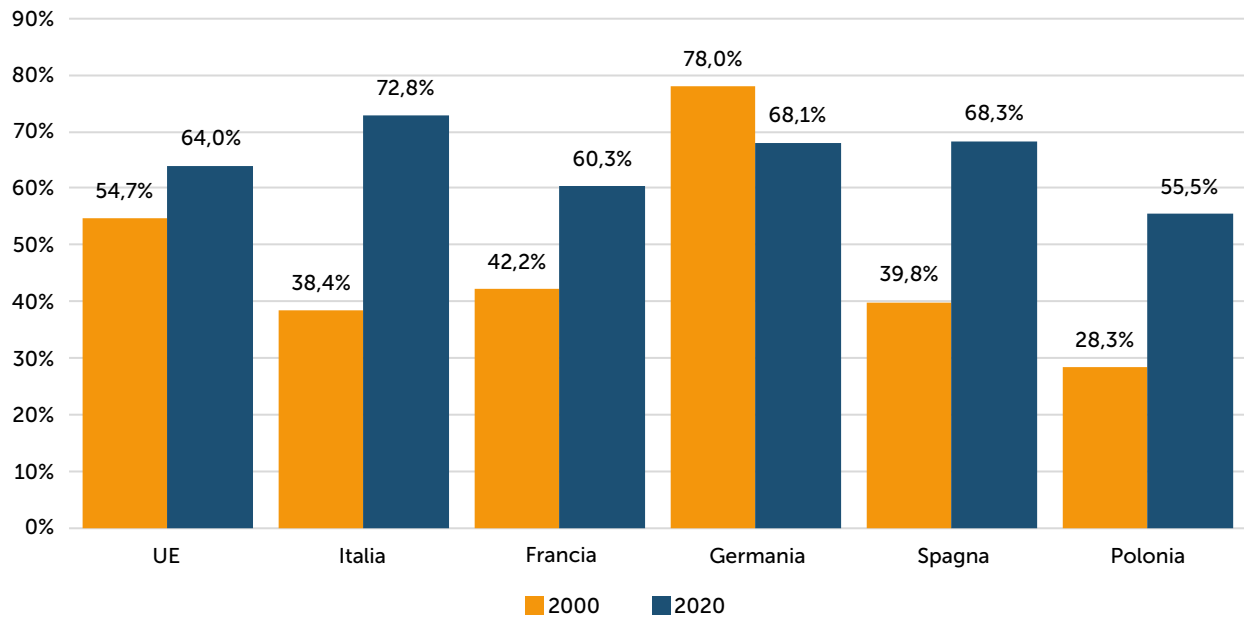
**FIG. 1.32** Evoluzione dell'indice di circolarità nell'economia dell'Unione europea e di alcuni paesi



Fonte: Eurostat.

In questo senso, appare utile utilizzare, infine, un indice rappresentativo del contributo del comparto dei rifiuti urbani alla circolarità del sistema economico<sup>27</sup>, al fine di complementare l'approccio generale fin qui seguito e fornire un'indicazione concreta della dinamica evolutiva dell'industria europea, così come in alcuni singoli paesi. Nella figura 1.33 è quindi rappresentata l'evoluzione nel tempo della quota di imballaggi riciclati nell'Unione europea e nei paesi del *panel*, con l'avvertenza che Eurostat calcola il dato per l'Unione europea a partire del 2005 per ragioni di confrontabilità con diversi stati membri, in cui la misurazione è iniziata nello stesso anno.

<sup>27</sup> Senza dimenticare che i rifiuti da imballaggio non sono costituiti solo da rifiuti urbani: secondo il Rapporto Ispra 2022 sui rifiuti urbani "I rifiuti di imballaggio riciclati provenienti da 'superficie pubblica' (flusso dei rifiuti urbani e assimilati) rappresentano circa il 54% del totale riciclato (quasi 5,7 milioni di tonnellate); la restante parte, circa 4,9 milioni di tonnellate, proviene dal flusso di rifiuti di imballaggio secondari e terziari di provenienza industriale e commerciale".

**FIG. 1.33** Quota di rifiuti da imballaggio riciclati

Fonte: Eurostat.



CAPITOLO

2



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

## Domanda e offerta di energia elettrica nel 2022

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2022 messo a confronto con quello dell'anno precedente; come di consueto, per quest'ultimo anno i dati, di fonte Terna, sono provvisori. Nell'anno 2022 la domanda elettrica è risultata in diminuzione dell'1%; la flessione ha interessato tutti i settori eccetto il terziario, che è risultato in aumento del 4%. L'energia disponibile per il consumo è stata soddisfatta per poco più dell'86% dalla produzione nazionale netta (decurtata dall'energia destinata ai pompaggi), mentre per il restante 13,6% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale risulta diminuita dell'1% rispetto all'anno precedente a fronte di un aumento dell'1,8% delle importazioni e del 16,4% dell'energia destinata alle esportazioni.

**TAV. 2.1** Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2021 e nel 2022 (in GWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	2021	2022 <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE
Produzione lorda	289.070	286.096	-1,0%
Servizi ausiliari	9.024	9.601	6,4%
<b>Produzione netta</b>	<b>280.045</b>	<b>276.495</b>	<b>-1,3%</b>
Ricevuta da fornitori esteri	46.572	47.391	1,8%
Ceduta a clienti esteri	3.782	4.404	16,4%
Destinata ai pompaggi	2.916	2.533	-13,1%
<b>Disponibilità per il consumo</b>	<b>319.919</b>	<b>316.949</b>	<b>-0,9%</b>
Perdite di rete	19.032	19.051	0,1%
<b>Consumi al netto delle perdite</b>	<b>300.887</b>	<b>297.898</b>	<b>-1,0%</b>
Agricoltura	6.714	6.600	-1,7%
Industria	135.746	131.063	-3,4%
Servizi	91.375	95.030	4,0%
Domestico	67.052	65.205	-2,8%

(A) Dati provvisori.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

La tavola 2.2 riporta invece il bilancio degli operatori costruito a partire dai dati forniti dagli stessi 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.

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 2022 e classificati sulla base dei quantitativi di vendita al mercato finale (distinto in libero, maggior tutela, tutele gradual e salvaguardia)<sup>1</sup>. 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

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

come gruppo a sé<sup>2</sup>. Si segnala, inoltre, che ogni anno non necessariamente rispondono i medesimi operatori ed è per questo che nella lettura dei dati di confronto da un anno all'altro va tenuto in considerazione anche questo aspetto.

**TAV. 2.2** Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2022 (in TWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	ENEL	10-16 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	4	13	13	48	466	14.105	14.655
Produzione nazionale lorda	51,2	72,2	20,7	15,7	6,1	1,3	3,6	94,3	265,0
Produzione nazionale netta	48,5	70,0	20,1	15,3	6,0	1,3	3,4	90,5	255,2
Energia destinata ai pompaggi	2,4	0,0	0,0	0,0	-	-	0,0	-	2,5
Importazioni <sup>(A)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	47,4
Esportazioni <sup>(A)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	4,4
Perdite di rete <sup>(A)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	19,1
Autoconsumi <sup>(B)</sup>	0,0	1,9	0,4	0,8	0,1	0,1	1,3	16,8	21,5
Vendite finali	91,4	67,6	25,0	41,7	9,5	10,9	6,2	-	252,2
Mercato libero	69,4	63,4	22,9	41,4	9,4	10,9	5,9	-	223,2
Domestico	18,7	10,0	3,2	2,9	1,4	2,2	1,5	-	39,9
Non domestico	50,7	53,3	19,7	38,5	8,0	8,7	4,4	-	183,3
- Bassa tensione	20,2	13,1	4,4	14,7	3,1	4,5	3,1	-	63,1
- Media tensione	23,7	30,7	10,8	21,5	4,0	3,8	1,2	-	95,6
- Alta e altissima tensione	6,8	9,5	4,4	2,3	0,9	0,4	0,1	-	24,5
Maggior tutela	18,6	0,8	1,7	0,3	0,0	0,0	0,3	-	21,9
Domestico	15,8	0,7	1,4	0,3	0,0	0,0	0,3	-	18,4
Non domestico	2,9	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	-	3,5
Tutele graduali	-	1,9	0,4	-	-	-	-	-	2,3
Salvaguardia	3,4	1,5	-	-	-	-	-	-	4,8
- Bassa tensione	1,0	0,5	-	-	-	-	-	-	1,5
- Media tensione	1,7	0,9	-	-	-	-	-	-	2,6
- Alta e altissima tensione	0,7	0,1	-	-	-	-	-	-	0,8

(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.

Al momento della chiusura del presente Volume della *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano circa il 93% del valore provvisorio della produzione nazionale e il 92% dei consumi pubblicati da Terna.

Come di consueto, è opportuno precisare che nel bilancio degli operatori è presente una classe denominata "Senza vendite" in cui ricadono tutti quei gruppi che producono energia elettrica, ma non svolgono l'attività di

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.

vendita al mercato finale. La maggior parte degli autoconsumi (incluse le cessioni effettuate all'interno degli AS-SPC – 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, quasi il 13% dell'energia netta prodotta è destinata al GSE ed è quella con la quota maggiore di cessione al GSE insieme alla classe che riunisce i gruppi con vendite fino a 100 GWh, per la quale la quota di energia ceduta al GSE è pari al 6,3%. La medesima quota, calcolata per tutte le altre classi, assume valori decisamente più contenuti.

Nella classe citata poco sopra (fino a 100 GWh), il 36,6% dell'energia generata netta è destinata agli autoconsumi, mentre nella classe "Senza vendite" la stessa quota è di poco inferiore al 19%.

Con una produzione netta di 48,5 TWh, il gruppo Enel controlla quasi il 18% della produzione nazionale complessiva (dato provvisorio di Terna) e poco oltre il 36% delle vendite totali, incluse quelle relative al servizio di maggior tutela e al servizio di tutele graduali. La seconda classe con le vendite più elevate (10-16 TWh) include per il 2021 gli stessi cinque gruppi societari degli anni passati (A2A, Edison, Axpo Group, Hera ed Eni), anche se l'ordine è diverso in quanto si basa in particolare sulle maggiori o minori vendite effettuate sul mercato finale. Questi cinque gruppi detengono il 25% della produzione netta e le loro vendite finali coprono il 26,8% di quelle totali rilevate nell'Indagine annuale.

Complessivamente, dunque, i primi sei gruppi industriali coprono il 43% della generazione netta e vendono il 63% di tutta l'energia ceduta a clienti finali, facendo registrare un aumento rispetto all'anno precedente.

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 3% dei maggiori *competitors* del gruppo Enel e arrivando all'80% dei venditori più piccoli.

In Italia circa un terzo della generazione netta rilevata nell'ambito dell'Indagine annuale è prodotto da fonti rinnovabili; in particolare, è la classe con vendite tra 100 e 500 GWh che possiede la quota maggiore di produzione da tale tipologia di fonti (circa l'82%), seguita dalla classe degli operatori che non hanno vendite finali (46,3%). Seguono il gruppo degli operatori con vendite comprese tra 0,5 e 1 TWh e il gruppo Enel con quote rispettivamente pari al 43,1% e al 37,8%. La quota meno significativa di produzione da fonte rinnovabile, pari al 15,3%, si registra in corrispondenza della classe con vendite tra 10 e 16 TWh, anche se va evidenziato come all'interno di tale classe le percentuali di ciascun gruppo siano piuttosto variabili con un massimo del 68,4%.

Una breve analisi sul mercato finale consente di evidenziare, come già in passato, che il 23% delle vendite è destinato alle famiglie; tale quota, tuttavia, sale a quasi il 38% nel caso del gruppo Enel, ancora in diminuzione rispetto all'anno precedente. Tale quota, comunque, è in diminuzione rispetto all'anno precedente (44,2%). Per i gruppi direttamente concorrenti di Enel, che hanno vendite tra 10 e 16 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 pari quasi al 16% ed è rimasta praticamente invariata rispetto all'anno precedente. È opportuno sottolineare, tuttavia, che, come in passato, tra i principali operatori Eni destina ben il 42,5% delle proprie vendite finali proprio ai clienti domestici.

Nelle altre classi, anche quest'anno, la quota più rilevante di vendite al settore domestico, pari al 28%, si osserva come di consueto 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. Peraltro, come già evidenziato

negli anni passati, è in questa stessa classe che si registra anche la maggiore quota di vendite a clienti non domestici in bassa tensione (71%), seguita da quella del gruppo Enel che si attesta al 42,2%.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione sono rilevanti per le classi con vendite tra 5 e 10 TWh (21,7%) e tra 10 e 16 TWh (16,9%), dove incidono, rispettivamente, per il 21,7% e per il 17,6% delle vendite complessive al settore non domestico. Nella classe con vendite tra 10 e 16 TWh, in particolare, Axpo Group destina ai clienti industriali il 31,6% delle vendite finali, Edison il 23,7%, Eni il 12,3%, A2A l'11,7% e Hera appena l'1,7%. Le vendite a questa tipologia di clienti sono inferiori al 10% per le quattro classi di gruppi, con vendite più contenute. Come negli anni precedenti, nel gruppo con vendite più piccole (fino a 100 GWh) si registra la quota meno significativa di vendite ai clienti finali in media tensione (27,4%).

## Mercato e concorrenza

### Struttura dell'offerta di energia elettrica

#### Produzione nazionale

Nel 2022 la produzione nazionale lorda di energia elettrica in Italia è stata pari a 286,1 TWh rispetto ai 289,1 TWh del 2021, facendo registrare una diminuzione della produzione di energia elettrica dell'1% rispetto all'anno precedente (Tav. 2.3).

**TAV. 2.3** Produzione lorda per fonte dal 2018 al 2022 (in GWh)

FONTE	2018	2019	2020	2021	2022 <sup>(A)</sup>
<b>Produzione termoelettrica</b>	<b>173.578</b>	<b>176.171</b>	<b>161.673</b>	<b>170.640</b>	<b>184.062</b>
Solidi	28.470	18.839	13.380	14.022	25.920
Gas naturale	128.538	141.687	133.683	143.998	138.615
Prodotti petroliferi	3.289	3.453	3.175	3.851	7.375
Altri	13.281	12.192	11.436	8.769	12.152
<b>Idroelettrico da pompaggi</b>	<b>1.716</b>	<b>1.835</b>	<b>1.944</b>	<b>2.090</b>	<b>1.849</b>
<b>Produzione da fonti rinnovabili</b>	<b>114.415</b>	<b>115.847</b>	<b>116.915</b>	<b>116.339</b>	<b>100.185</b>
Idroelettrico	48.786	46.319	47.552	45.388	28.237
Eolico	17.716	20.202	18.762	20.927	20.558
Fotovoltaico	22.654	23.689	24.942	25.039	28.121
Geotermico	6.105	6.075	6.026	5.914	5.816
Biomassa e rifiuti	19.153	19.563	19.634	19.071	17.453
<b>PRODUZIONE TOTALE</b>	<b>289.709</b>	<b>293.853</b>	<b>280.532</b>	<b>289.069</b>	<b>286.096</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.



In generale, si è osservato un aumento del 7,9% della produzione termoelettrica a fronte di una diminuzione del 13,9% nella produzione di energia da fonti rinnovabili. Nella generazione termoelettrica, in particolare, si sono registrati aumenti molto significativi nella produzione da solidi (+84,9%), da prodotti petroliferi (+91,5%) e da altre fonti di energia (+38,6%), e una diminuzione del 3,7% nella generazione da gas naturale. Nel caso delle fonti rinnovabili, che concorrono per circa il 35% al mix della produzione elettrica nazionale (la stessa quota nel 2021 era pari al 40,2%), invece, se si fa eccezione per il fotovoltaico cresciuto del 12,3%, si sono avuti cali nella produzione da tutte le altre fonti. In particolare, la generazione idroelettrica risulta diminuita del 37,8%, in considerazione dell'emergenza idrica registrata nel 2022, mentre la generazione da bioenergie è scesa dell'8,5%, quella da eolico dell'1,8% e il geotermico è diminuito dell'1,7% rispetto all'anno precedente.

Come di consueto, è opportuno precisare che 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 nei risultati che emergono nei 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 TIAO<sup>3</sup> 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 ai dati dei soggetti che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*.

Nell'Indagine annuale relativa all'anno 2022, come l'anno precedente, i soggetti di minore dimensione (potenza inferiore o uguale a 100 kW) che non sono esonerati ai sensi del Testo integrato appena citato hanno partecipato alla rilevazione, ma non hanno fornito alcun dato; si tratta di circa 1.050 soggetti su un totale di poco più di 16.000 partecipanti alla rilevazione. Tra questi circa il 75% è costituito da enti pubblici attivi nel settore dei rifiuti e/o dell'idrico e che proprio per l'operatività in questi settori non può beneficiare dell'esonero citato. 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 hanno prodotto circa il 93% della generazione elettrica lorda provvisoria dichiarata da Terna.

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2021 suddivisa per fonte idroelettrica, rinnovabile e termoelettrica, con il dettaglio dell'anno di entrata in esercizio degli impianti per la potenza netta esistente. In termini di potenza installata, come già rilevato negli anni precedenti, la quota maggiore rispetto a quanto rilevato nella rilevazione citata sopra, è quella relativa agli impianti termoelettrici (52,4%), con gli idroelettrici al 21,5% e gli impianti rinnovabili al 26,1%. La maggior parte degli impianti esistenti (43,8%) è stata installata tra il 2001 e il 2010, con una netta preponderanza degli impianti termoelettrici. La potenza da generazione idroelettrica risulta entrata in esercizio per la maggior parte di essa (72,3%) prima del 1990, mentre per gli impianti da fonti rinnovabili la quota maggiore di potenza è entrata in esercizio (57,3%) nel decennio 2011-2020.

<sup>3</sup> 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 GAUDÌ di Terna e che non svolgono altre attività nei settori di competenza di ARERA.

**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	5,3	21,8
Dal 1991 al 2000	1,7	0,7	7,5	9,8
Dal 2001 al 2010	2,7	7,8	34,3	44,8
Dal 2011 al 2020	1,9	15,6	5,5	23,0
Dal 2021	0,1	3,1	1,2	4,4
<b>TOTALE POTENZA NETTA</b>	<b>22,7</b>	<b>27,2</b>	<b>53,8</b>	<b>103,8</b>
<b>POTENZA LORDA</b>	<b>22,9</b>	<b>27,7</b>	<b>55,7</b>	<b>106,4</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termoelettrica e rinnovabile, il numero dei produttori (trattati in questo caso per singola ragione sociale e non per gruppo societario di appartenenza) e la relativa potenza disponibile, con il dettaglio di quella inferiore a 1 MW<sup>4</sup>. I dati confermano quanto già rilevato negli anni scorsi: buona parte della potenza lorda (47.699 MW) è in capo ad appena il 3% (pari a 447 soggetti) dei produttori che hanno partecipato alla rilevazione; si tratta di 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 rispetto allo scorso anno passando dal 44% al 40,9%.

Questa generazione è garantita per quasi il 60% da operatori che hanno fino al 30% di potenza da impianti alimentati con fonti rinnovabili e per il 40% da operatori per i quali la potenza da impianti rinnovabili incide tra il 30% e il 60% della potenza complessiva lorda; si tratta di 211 operatori nel primo caso e di 133 nel secondo.

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

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Numero produttori</b>	<b>13.803</b>	<b>14.360</b>	<b>14.731</b>	<b>14.610</b>	<b>14.905</b>
<b>Termoelettrico</b>	406	444	473	461	481
<i>di cui &lt;1 MW</i>	98	121	136	133	145
<b>Rinnovabile</b>	13.086	13.581	13.895	13.750	13.977
<i>di cui &lt;1 MW</i>	10.353	10.857	11.102	11.001	11.199
<b>Misto</b>	311	335	363	399	447
<i>di cui &lt;1 MW</i>	75	85	102	107	117
<b>Potenza lorda (MW)</b>	<b>103.841</b>	<b>105.295</b>	<b>105.371</b>	<b>105.243</b>	<b>106.355</b>
<b>Termoelettrico</b>	18.889	19.555	19.667	20.799	21.884
<i>di cui &lt;1 MW</i>	50	60	70	65	69

(segue)

<sup>4</sup> Nella lettura della dinamica registrata in questi anni va tenuto presente che la composizione dei soggetti partecipanti alla rilevazione da cui vengono estratti i dati presenti in questa tavola (e nell'intero paragrafo) non necessariamente è la stessa da un anno all'altro.

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Rinnovabile</b>	34.196	35.489	36.164	33.136	36.772
<i>di cui &lt;1 MW</i>	4.561	4.689	4.828	4.743	4.789
<b>Misto</b>	50.756	50.251	49.541	51.308	47.699
<i>di cui &lt;1 MW</i>	31	35	45	48	56
<b>Generazione lorda (TWh)</b>	<b>267,8</b>	<b>275,7</b>	<b>263,4</b>	<b>272,2</b>	<b>265,0</b>
<b>Termoelettrico</b>	74,4	83,3	77,2	76,1	81,1
<i>di cui &lt;1 MW</i>	3,9	4,6	4,0	0,3	0,3
<b>Rinnovabile</b>	83,3	87,0	88,6	76,1	75,5
<i>di cui &lt;1 MW</i>	10,2	10,6	10,9	11,1	10,0
<b>Misto</b>	110,1	105,5	97,6	119,9	108,5
<i>di cui &lt;1 MW</i>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

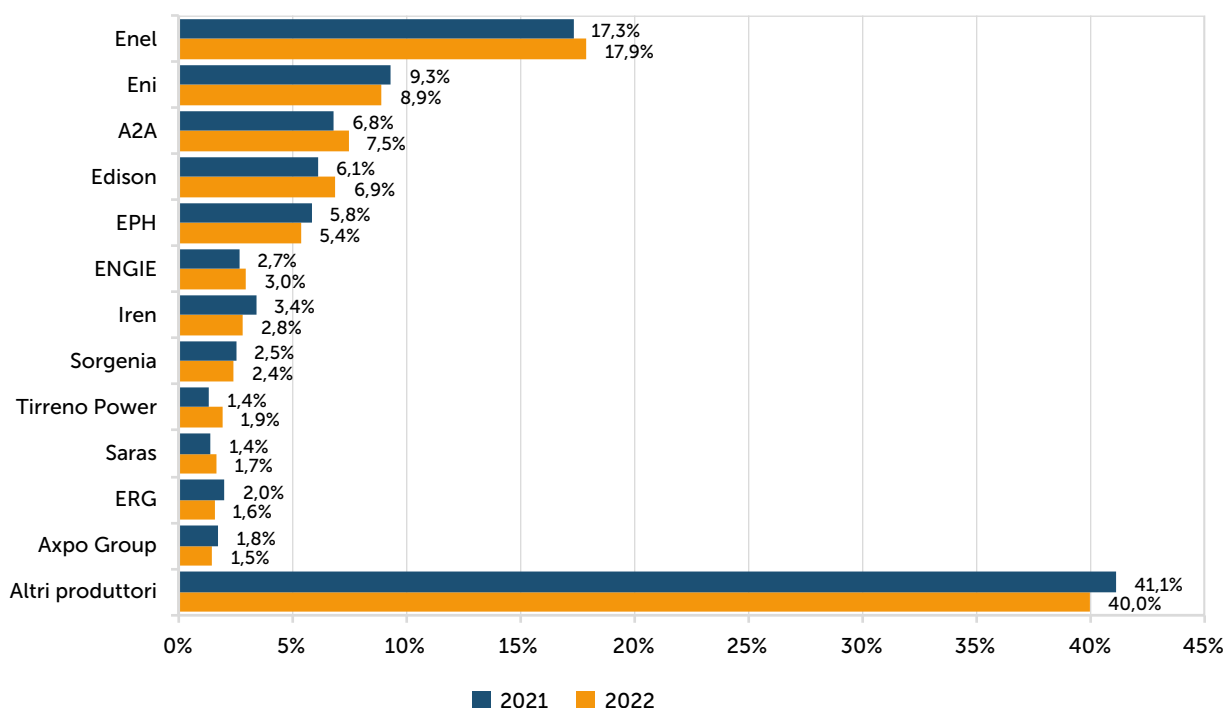
La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari alla generazione lorda negli ultimi due anni, vale a dire quelli che nel 2022 evidenziano una quota superiore all'1,5% del valore (provvisorio) della produzione fornito da Terna.

Nell'ultimo anno non si rilevano significative differenze in termini complessivi tra i maggiori gruppi che hanno aumentato la quota della generazione lorda rispetto al totale nazionale in confronto a quelli che l'hanno, invece, diminuita.

L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 576, risulta in aumento rispetto al 2021, quando era pari a 552 e già in aumento rispetto al 2020 (496).

La composizione societaria degli operatori di produzione riguarda quelli che hanno partecipato alla rilevazione relativa al 2022 e che hanno aggiornato i soci nell'apposita sezione dell'Anagrafica operatori. Le quote del capitale sociale dei soggetti che producono energia elettrica, e che non sono essi stessi enti pubblici, sono detenute per più della metà da persone fisiche (52,3%), quindi da società diverse (38,7%) ed enti pubblici (1,6%). Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 6,6%<sup>5</sup> 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 maggiori gruppi industriali.

<sup>5</sup> Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

**FIG. 2.1** Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

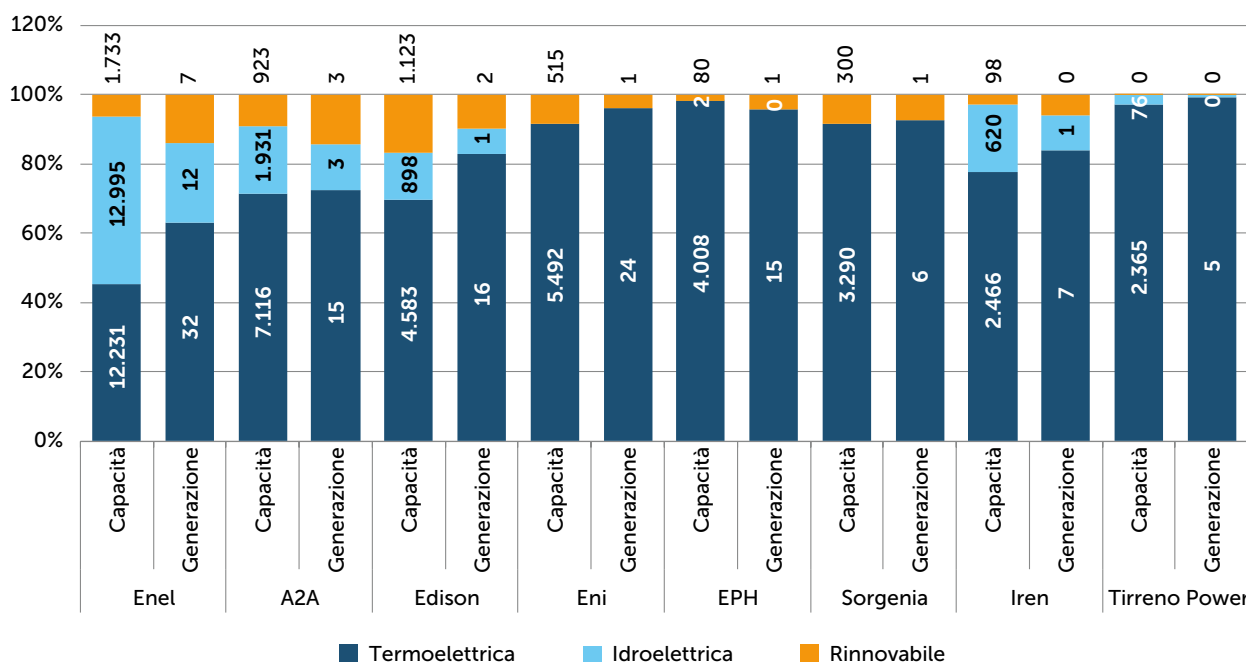
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale tra le diverse fonti (termoelettrica, idroelettrica e rinnovabile), sia in termini di capacità, sia in termini di generazione. Nel 2022 la massima potenza richiesta dal sistema elettrico si è registrata nel mese di luglio ed è stata pari a 57,5 GW.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano il contributo dei principali gruppi societari nella produzione termoelettrica e rinnovabile e il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione.

Nel 2022 Enel è tornato a essere il primo operatore nella generazione termoelettrica coprendo il 18,3% della produzione nazionale lorda rilevata nelle Indagini annuali, mentre per Eni, secondo operatore, la quota è pari al 13,9% (lo scorso anno la stessa si attestava al 15,8%).

Enel continua a utilizzare la maggior parte del carbone impiegato nel settore, con una quota dell'82,4%, ancora in aumento rispetto all'anno precedente (79,4%), superando la quota raggiunta nel 2018 (79,2%), mentre la quota di energia elettrica prodotta con gas naturale (9,7%) è sostanzialmente invariata rispetto all'anno scorso.

**FIG. 2.2** Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2022 (capacità in MW e generazione in TWh)

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

**TAV. 2.6** Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2022 per fonte

GRUPPI	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI <sup>(A)</sup>	GAS NATURALE	ALTRE FONTI <sup>(B)</sup>	TOTALE
Enel	82,4	3,3	9,7	-	18,3
Eni	-	0,5	16,4	13,6	13,9
Edison	-	0,0	11,7	-	9,2
A2A	3,2	83,9	8,9	0,1	8,8
Energeticky a Prumislavy Holding (EPH)	14,4	0,4	8,3	-	8,3
ENGIE	-	-	5,7	0,2	4,5
Iren	-	-	4,8	1,3	3,8
Sorgenia	-	-	4,7	-	3,7
Tirreno Power	-	-	4,0	-	3,1
Saras	-	3,8	-	36,3	2,6
Axpo Group	-	-	3,1	-	2,4
Lukoil	-	2,1	0,5	21,6	1,9
Alpiq	-	-	2,2	-	1,8
Acciaierie d'Italia Holding	-	-	1,1	11,0	1,6
Altri operatori	0,0	6,0	20,1	26,9	17,8
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

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

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

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il principale utilizzatore di gas naturale rimane il gruppo Eni con la quota di produzione da gas naturale pari al 16,4%, sebbene la stessa sia diminuita rispetto al 2021 (18%). Anche il gruppo EPH e il gruppo Iren hanno diminuito la quota di generazione da gas naturale passando nel primo caso dal 10% del 2021 all'8,3% del 2022 e nel secondo caso dal 5,6% dell'anno precedente al 4,8% del 2022. Sono diversi, per contro, i gruppi che hanno aumentato nell'ultimo anno la produzione da gas naturale, in particolare il gruppo Edison, che è passato dal 9,2% del 2021 all'11,7% del 2022, divenendo così il secondo operatore nella produzione di energia elettrica da gas naturale.

Gli altri operatori, quelli cioè di cui non viene esplicitata la ragione sociale nella tavola, ricoprono circa il 20,1% di produzione da gas naturale, in lieve diminuzione rispetto al 2021 (20,8%).

È in aumento la quota di generazione da prodotti petroliferi di A2A che ricopre l'83,9% della produzione totale derivata da questo tipo di combustibile, contro il 74,7% del 2021, mentre relativamente a questa fonte la quota di Saras subisce un'importante diminuzione. Per quello che, infine, riguarda la quota di produzione da altre fonti, rilevano i contributi di Saras, Lukoil, Eni e Acciaierie d'Italia Holding, per i quali è pari rispettivamente al 36,3%, al 21,6%, al 13,6% e all'11%.

**TAV. 2.7** Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2022

GRUPPO	IDROELETTRICO	GEOTERMICO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE	TOTALE
Enel	39,8	100,0	6,6	0,2	0,4	21,5
A2A	9,3	-	1,6	2,7	13,2	6,7
Edison	4,9	-	9,5	0,7	0,0	3,9
Alperia	9,7	-	-	0,0	1,4	3,5
ERG	0,0	-	11,7	1,8	-	2,9
CVA	7,0	-	1,5	0,1	-	2,7
Dolomiti Energia	6,2	-	-	0,0	-	2,1
Iren	2,8	-	-	0,1	2,6	1,5
Alerion	-	-	5,5	-	-	1,2
Eni	-	-	3,2	1,1	1,4	1,2
RWE	-	-	4,8	-	-	1,1
FRI-EL	-	-	0,9	-	4,0	1,0
Hera	-	-	-	0,0	4,8	1,0
Falck Renewables	-	-	2,8	0,2	1,2	0,9
Acea	1,1	-	-	0,4	2,1	0,9
Altri operatori	19,1	0,0	51,8	92,7	69,0	47,9
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Enel si conferma, per contro, il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili dove ricopre il 21,5% della generazione lorda (sempre calcolata sul totale della generazione rilevata nell'ambito delle Indagini annuali), detenendo una quota significativa nell'idroelettrico (39,8% in diminuzione rispetto al 41,2% dell'anno precedente) 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 ci sia anche Eni, che è il decimo operatore con generazione da eolico, solare e bioenergie. Tra i principali gruppi appare significativa, come già registrato negli anni passati, la quota nell'eolico di ERG pari all'11,7%, nonché quella di Edison che è pari al 9,5%; seguono, come lo scorso anno, Enel e Alerion.

Per quanto riguarda il solare, la quota maggiore che si registra tra i principali gruppi dell'intera produzione da fonti rinnovabili è quella di A2A che ha raggiunto il 2,7% della generazione da questa tipologia di fonte, seguito da ERG (1,8%) ed Eni (1,1%). Agli altri produttori, compresi quelli con quote più significative nella produzione da fonte solare, si attribuisce il 94,4% della produzione nazionale rilevata nell'Indagine annuale.

Relativamente alle bionergie, infine, da notare come il gruppo A2A ha aumentato ulteriormente il suo contributo, arrivando al 13,2% (la quota era pari al 9,7% del 2020 e al 12,2% del 2021) con il 69% della produzione che è rappresentato dai produttori di più piccola dimensione.

La tavola 2.8, per contro, consente di apprezzare le quote dei cinque maggiori gruppi per singola fonte nell'anno 2022, mettendo in evidenza, anche quest'anno, che sono tendenzialmente i gruppi maggiori dell'intero rinnovabile ad avere anche le quote maggiori su idroelettrico, geotermoelettrico, eolico e in parte sulle bioenergie. Nella generazione da solare, invece, a esclusione di A2A, le maggiori quote sono in capo a soggetti specializzati in questa tipologia di produzione.

**TAV. 2.8** Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2022

FONTE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
<b>Idroelettrico</b>	39,8% Enel	9,7% Alperia	9,3 % A2A	7,0% CVA	6,2% Dolomiti Energia
<b>Geotermoelettrico</b>	100,0% Enel	-	-	-	-
<b>Eolico</b>	11,7% ERG	9,5% Edison	6,6% Enel	5,5% Alerion	4,8% RWE
<b>Solare</b>	4,8% EF Solare Italia	3,9% Tages	2,7% Sonnedit	2,7% A2A	2,2% RTR Capital
<b>Bioenergie</b>	13,2% A2A	4,8% Hera	4,0% FRI-EL	3,7% EPH	3,5% Marseglia Group

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Guardando alla distribuzione territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.9), la Lombardia con i 3.216 operatori presenti (rispetto ai 3.111 presenti nel 2021) si è confermata come Regione con il maggior numero di operatori seguita da Emilia-Romagna (2.102, erano 2.031 nel 2021), Piemonte (1.983, mentre erano 1.919 nel 2021) e Veneto (1.871 contro i 1.819 nell'anno precedente); sono queste le Regioni dove si registra anche il numero più elevato di autoproduttori. A questo proposito è opportuno segnalare che anche per l'anno 2022 sono stati considerati autoconsumi anche le cessioni effettuate all'interno di SSPC che rappresentano oltre il 16% del totale degli autoconsumi.

Relativamente ai livelli di concentrazione, nella generazione elettrica il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica si registra in Basilicata, Marche e Lombardia, con il C3 (la quota dei primi tre operatori) che

è rispettivamente pari al 15,9%, al 25,7% e al 32,2%, mentre il livello più alto è in Liguria, con il C3 pari all'88%. In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Puglia, Lombardia, Marche e Campania, mentre quelli più alti si registrano in Valle d'Aosta, Liguria, Umbria, Lazio e Molise<sup>6</sup>.

**TAV. 2.9** Presenza territoriale degli operatori nel 2022

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	1.983	340	45,8%	51,6%
Valle d'Aosta	62	5	85,8%	86,1%
Liguria	120	24	88,0%	79,6%
Lombardia	3.216	880	31,0%	36,8%
Trentino-Alto Adige	837	122	54,3%	61,7%
Veneto	1.871	485	54,5%	55,4%
Friuli-Venezia Giulia	449	91	68,9%	59,2%
Emilia-Romagna	2.102	557	58,6%	55,0%
Toscana	626	144	67,5%	52,6%
Lazio	534	110	69,9%	73,3%
Marche	874	128	25,7%	37,4%
Umbria	265	37	75,6%	77,5%
Abruzzo	468	59	57,9%	55,3%
Molise	117	11	56,6%	70,5%
Campania	444	105	42,6%	43,8%
Puglia	1.135	67	53,0%	36,5%
Basilicata	343	25	15,9%	16,0%
Calabria	177	18	68,6%	55,7%
Sicilia	547	70	55,1%	53,1%
Sardegna	305	36	74,5%	53,2%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.10 viene ripartita la generazione lorda (i cui valori sono stati rilevati nell'ambito dell'Indagine annuale) per zona di mercato e fonte. Come rilevato anche lo scorso anno, a eccezione della zona Centro-Nord (Toscana e Marche), il termoelettrico convenzionale contribuisce sempre per oltre il 50% alla generazione lorda; in particolare nelle zone Sicilia e Sardegna (ciascuna zona è composta dalla regione di cui ha assunto la denominazione) tale quota è superiore al 70%.

Nella zona Centro-Nord, per contro, risulta molto rilevante anche il termoelettrico rinnovabile, che copre il 38% della generazione lorda, mentre nelle altre zone questa tipologia di fonte non arriva oltre il 9,1% della zona Nord (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna).

<sup>6</sup> Le differenze rispetto a quanto rappresentato per la presenza territoriale degli operatori nella *Relazione Annuale 2022* possono essere, come nelle altre tavole, in parte ascrivibili anche al diverso numero dei rispondenti all'Indagine annuale in termini di numerosità e di ragione sociale.



La generazione da fonti rinnovabili non programmabili (solare ed eolico) oscilla, per contro, dalla quota del 30,6% della zona Sud (Molise, Puglia, Basilicata) a quella del 4,3% della zona Nord e rappresenta il 13,1% 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 18%, seguita dalla zona Centro-Sud (Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria) dove questa tipologia di fonte copre l'11,2% della produzione lorda. Nelle altre zone l'idroelettrico pesa al massimo per il 5,7% (Calabria) fino al minimo pari all'1,2% della zona Sud.

**TAV. 2.10** Presenza territoriale degli operatori nel 2022

ZONA	IDROELETTRICO	RINNOVABILE NON PROGRAMMABILE <sup>(A)</sup>	TERMOELETTRICO RINNOVABILE <sup>(B)</sup>	TERMOELETTRICO CONVENZIONALE <sup>(C)</sup>	TOTALE
Centro-Nord	4,0%	9,3%	38,0%	48,7%	100%
Centro-Sud	11,2%	20,4%	7,0%	61,5%	100%
Nord	17,7%	4,3%	9,1%	68,9%	100%
Sardegna	3,3%	20,0%	4,7%	72,0%	100%
Sicilia	2,3%	22,0%	1,3%	74,4%	100%
Sud	1,2%	30,6%	3,7%	64,6%	100%
Calabria	5,7%	16,8%	8,5%	69,0%	100%
<b>TOTALE</b>	<b>11,2%</b>	<b>13,1%</b>	<b>9,1%</b>	<b>66,7%</b>	<b>100%</b>

(A) Solare ed eolico.

(B) Geotermico + bioenergie (compresi RSU).

(C) Include RSU non biodegradabili.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

## 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*<sup>7</sup> variabile (in funzione dei prezzi medi di mercato dell'anno precedente) per l'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno precedente: gli elevati prezzi di mercato registrati nel 2022, in particolare, comporteranno una riduzione di tale costo (fino al suo azzeramento) nel 2023;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)<sup>8</sup>, 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) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012<sup>9</sup>. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata,

<sup>7</sup> *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.

<sup>8</sup> *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.

<sup>9</sup> A eccezione di quanto previsto dall'art. 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

anche dai prezzi medi di mercato dell'anno medesimo: gli elevati prezzi di mercato registrati nel 2022, in particolare, hanno comportato una riduzione di tale costo (fino a renderlo negativo<sup>10</sup>) nel 2022;

- 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 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione): 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: gli elevati prezzi di mercato registrati nel 2022, in particolare, hanno comportato una riduzione di tale costo nel 2022 (esso può diventare negativo nel caso di *feed in tariff* mentre al più si azzerava nel caso di *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 ha stabilito, al contempo, 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);
  - 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: gli elevati prezzi di mercato registrati nel 2022, in particolare, hanno comportato una riduzione di tale costo nel 2022 (fino a renderlo complessivamente negativo).

<sup>10</sup> Nel 2022 i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive sono risultati inferiori rispetto ai ricavi ottenuti dal GSE per la vendita di tale energia sui mercati all'ingrosso.

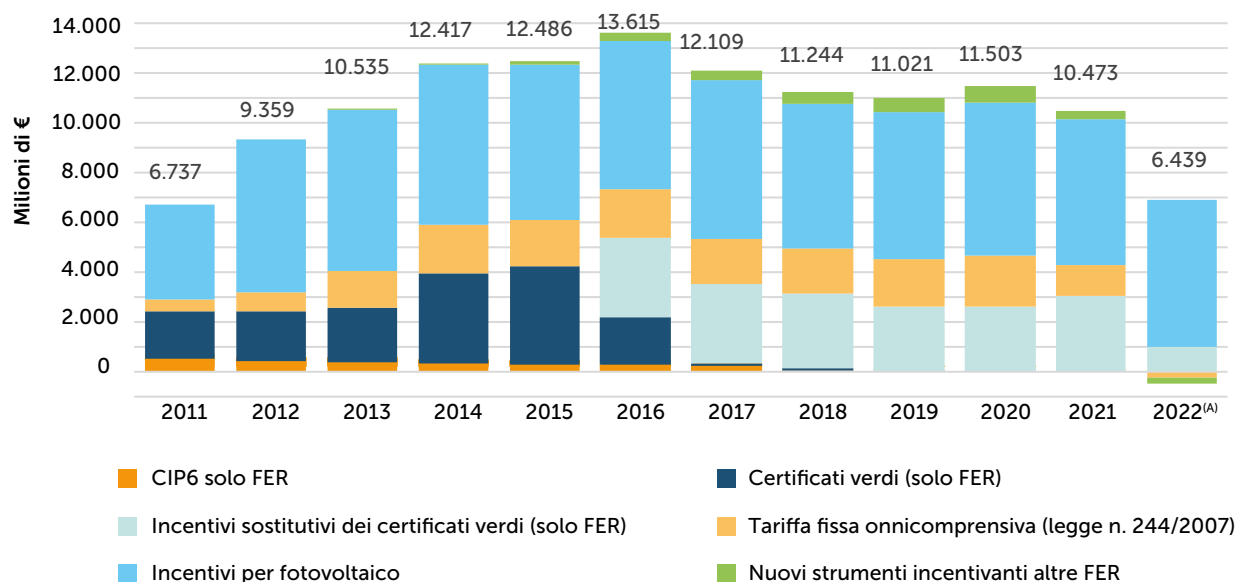
Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono quindi essere schematizzati secondo la suddivisione sopra descritta.

La figura 2.3 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili, espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica. Si noti che, nell'anno 2022, come esposto finora, il costo dei "nuovi strumenti incentivanti FER" (cioè degli incentivi derivanti dai decreti interministeriali 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019) e il costo delle tariffe fisse onnicomprensive ex legge n. 244/2007 sono negativi.

Complessivamente, per l'anno 2022, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili sono risultati pari a circa 6,4 miliardi di euro, in rilevante calo rispetto agli anni precedenti, per effetto degli elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica. Con il venire meno del meccanismo dei certificati verdi, tali costi sono in generale posti 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.

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta a circa 57 TWh: il 37% di questa è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 27% da impianti eolici, il 24% dalle biomasse, il 10% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica (Fig. 2.5). Rispetto al 2021, tutte le fonti hanno registrato un calo, tranne quella solare, la cui produzione incentivata è aumentata di quasi 1 TWh (+3,4%).

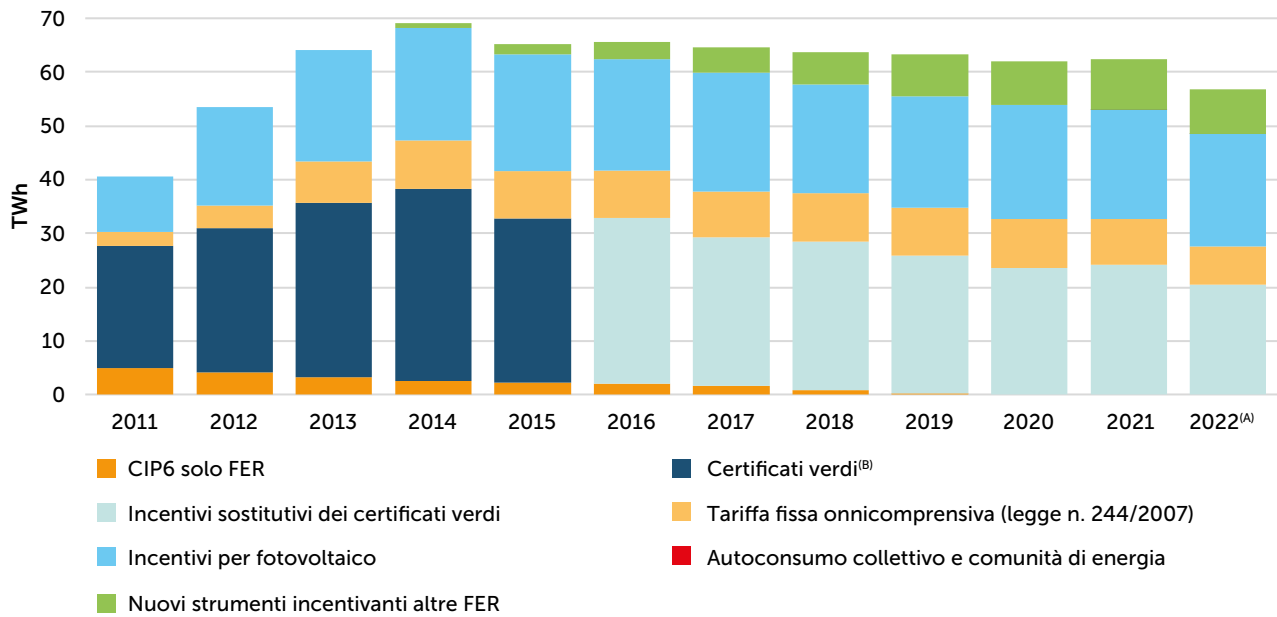
**FIG. 2.3** Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (in milioni di euro)



(A) I dati relativi all'anno 2022 sono preconsuntivi.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

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

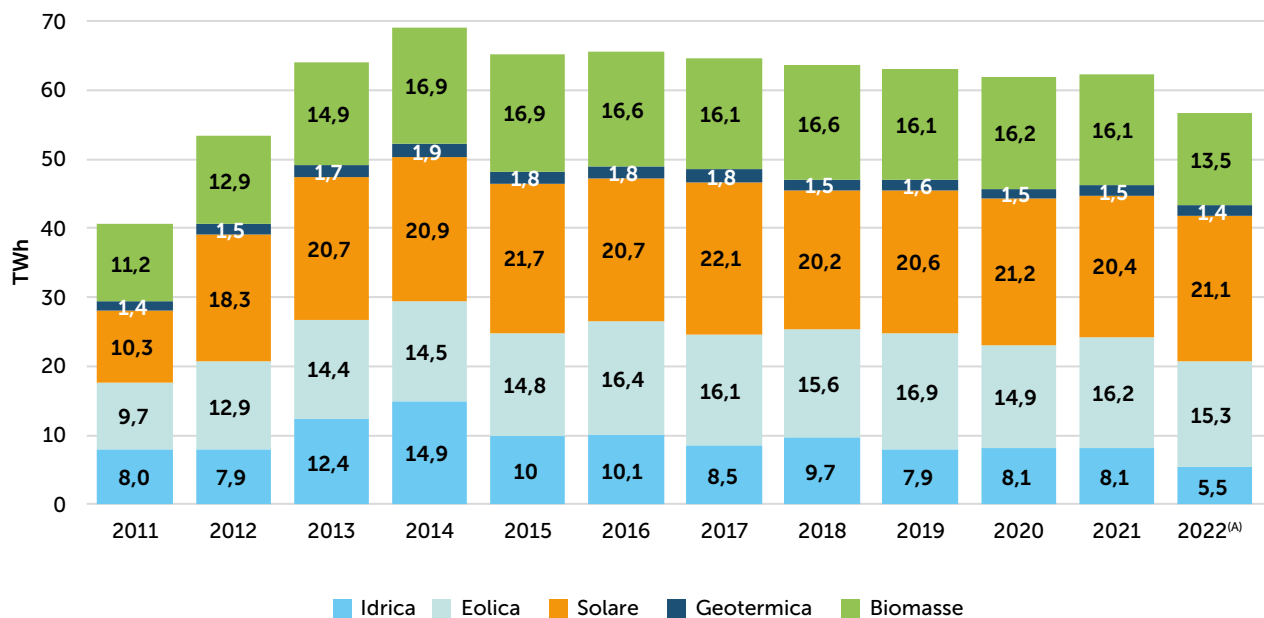


(A) I dati relativi all'anno 2022 sono preconsuntivi.

(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.

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



(A) I dati relativi all'anno 2022 sono preconsuntivi.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

## Importazioni nette

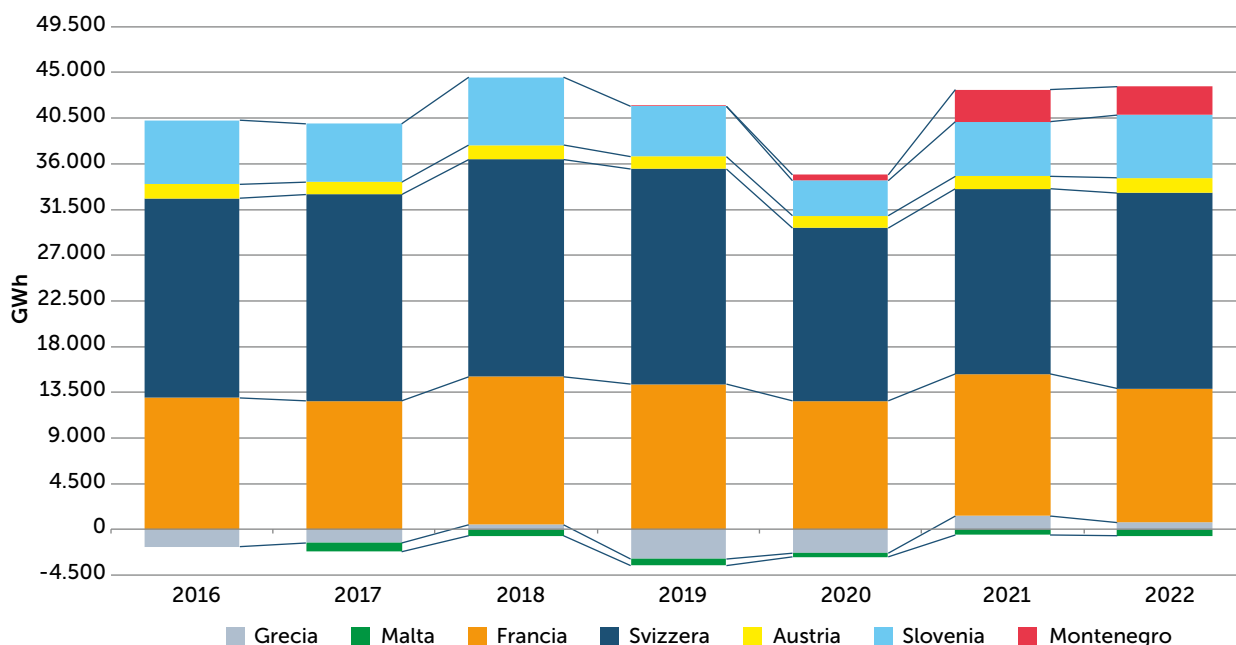
Come si è visto nelle pagine precedenti, nel 2022 i consumi di energia elettrica hanno registrato una diminuzione. Tenuto conto di un fabbisogno complessivo di elettricità che non è aumentato, anche il saldo estero ha registrato una variazione contenuta, sebbene marginalmente in aumento: le importazioni nette, infatti, sono salite a 43 TWh dai 42,8 TWh dell'anno precedente (+0,5%). Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è leggermente cresciuta dal 13,4% del 2021 al 13,6% del 2022.

Nel 2022 le importazioni sono cresciute di circa 800 GWh rispetto all'anno precedente, essendo passate da 46,6 a 47,4 TWh (+1,8%). Poiché, al contempo, le esportazioni sono cresciute in misura percentualmente più elevata (+16,8%, da 3,8 a 4,4 TWh), l'incremento del saldo estero ne è risultato parzialmente attenuato.

Il ricorso alle importazioni è lievemente cresciuto per la necessità di soddisfare la domanda a fronte di una minore copertura della produzione nazionale, che ha registrato una flessione leggermente maggiore di quella del fabbisogno.

Rispetto al 2021, nel 2022 abbiamo importato circa 800 GWh in più dalla Svizzera, circa 750 GWh in più dalla Slovenia e circa 250 GWh in più dall'Austria. Ciò per compensare il calo dei volumi provenienti dalla Francia (dalla quale, a causa della ridotta disponibilità di produzione nucleare, sono giunti circa 750 GWh in meno) e di quelli provenienti dalla Grecia e dal Montenegro (da ciascuno dei quali abbiamo acquistato circa 100 GWh in meno).

**FIG. 2.6** *Importazioni nette di energia elettrica per frontiera*



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

Risultano comunque abbastanza stabili le quote di importazione: anche nel 2022 la Svizzera è rimasto il paese da cui proviene la maggior parte (il 44,8%) del nostro saldo estero, sebbene la quota sia diminuita di 2 punti percentuali rispetto al 2021 (Fig. 2.6). Un altro 30,7% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia (32,6% nel 2021),

il 14,4% dalla Slovenia (12,6% nel 2021), il 6,6% proviene dal Montenegro (7,4% nel 2021), il 3,5% dall'Austria (2,9% nel 2021) e l'1,6% dalla Grecia (3,1% nel 2021).

## Infrastrutture elettriche

### Trasmissione

In Italia, la trasmissione elettrica avviene per mezzo di circa 75.250 km di linee e circuiti elettrici e oltre 900 stazioni di smistamento e di conversione. Nel 2022 le imprese titolari di asset della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono divenute 7, contro le 8 dell'anno precedente, per effetto dell'incorporazione degli asset di alcune imprese in quelli del gruppo Terna. 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 Valcanale<sup>11</sup>, 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 e la nuova Piemonte Savoia (Pi.Sa.), costituite da Terna per la realizzazione e la gestione di infrastrutture di interconnessione.

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

LINEE E STAZIONI	2018	2019	2020	2021	2022
Numero operatori di rete	9	11	11	8	7
<b>LINEE</b>					
Linee 380 kV (km)	11.211	11.211	11.225	11.315	11.349
Linee 220 kV (km)	10.877	10.817	10.825	11.061	11.079
Linee ≤ 150 kV (km)	48.899	48.938	48.913	50.263	50.135
Linee 500 kV a corrente continua (km)	961	1.480	1.480	1.490	1.490
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	255
Linee 320 kV a corrente continua (km)					95
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862	862
<b>STAZIONI<sup>(A)</sup></b>					
Numero stazioni 380 kV	166	173	174	175	176
Numero stazioni 220 kV	153	154	151	155	154
Numero stazioni ≤ 150 kV	568	575	578	580	583

(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.

Per favorire lo sviluppo del mercato unico dell'energia elettrica, l'Unione europea e, quindi, il potenziamento della capacità di interconnessione tra i diversi paesi, la normativa comunitaria ha stabilito che possono partecipare

<sup>11</sup> 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 16 dicembre 2010, n. 290/ML/3/2010.

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, e con la Francia, Paese verso il quale il nuovo collegamento HVDC Piosasco-Grand-Île è entrato in servizio lo scorso 4 novembre 2022.

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 nuovo collegamento HVDC Piosasco-Grand-Île, che collega l'Italia alla Francia, entrato in servizio lo scorso 4 novembre 2022; nel 2017, Terna ha ceduto anche tale società a finanziatori privati, in accordo a quanto previsto dalla legge n. 99/2009.

Gli asset nelle proprietà di Monita Interconnector e di Pi.Sa. godono entrambi 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 (oggi Ministero dall'ambiente e della sicurezza energetica)<sup>12</sup>; 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.

Tra le società titolari di asset di trasmissione presenti nel 2021 non ci sono più Nord Energia ed Edyna Transmission (del gruppo Alperia), le cui infrastrutture sono state acquisite da Terna alla fine del 2022 (rispettivamente, il 28 ottobre e il 29 dicembre).

Come sempre, il gruppo Terna possiede quasi interamente le infrastrutture di trasmissione che fanno parte della RTN (elettrodotti nazionali e stazioni elettriche).

Anche nel 2022 la partecipazione di controllo del 29,851% di Terna è stata detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti<sup>13</sup>. Il restante 70,15% del capitale appartiene al mercato, di cui il 54,7% appartiene a investitori istituzionali. Considerando tutti gli azionisti, ne risulta che le azioni di Terna sono detenute per il 49,9% da azionisti Italiani e per il restante 50,1% da investitori esteri, localizzati prevalentemente in Europa (18%), negli Stati Uniti e in Canada (15%) nel Regno Unito e in Irlanda (12%).

Relativamente alla composizione complessiva degli impianti di trasmissione elettrica, nel corso del 2022 si sono registrate lievi variazioni delle linee: quelle a 380 kV sono aumentate di 33 km, quelle a 220 kV sono aumentate di 19 km, quelle con tensione inferiore a 150 kV sono diminuite di 128 km; nel caso delle linee in corrente continua

<sup>12</sup> Decreto direttoriale 5 settembre 2019, n. 290/ML/7/2019, di esenzione dalla disciplina sull'accesso dei terzi per quota parte della totale capacità generata dalla linea di interconnessione tra Villanova (PE)-Lastva (Montenegro), e decreto direttoriale 20 luglio 2016, n. 290/ML/6 /2016, di esenzione per la "linea privata" di interconnessione di Piosasco (Italia)-Grand-Île (Francia).

<sup>13</sup> 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.

si rileva solo l'inserimento di 95 km di linee a 320 kV. Rispetto al 2021 è aumentato anche il numero delle stazioni: 1 in più tra quelle a 380 kV, 1 in meno tra quelle a 220 kV e 3 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, cui si aggiunge quella con il Montenegro (quest'ultimo a partire dal 2020). Anche nel 2022 sono state in funzione 26 linee di interconnessione suddivise tra i diversi livelli di tensione, alcune delle quali sono *merchant line*. La nuova interconnessione in corrente continua Piossasco-Grand Île ha fatto crescere valore nominale complessivo della capacità di scambio (*Net Transfer Capacity* – NTC) in inverno sulla frontiera Nord da 9.635 a 10.135 MW in ingresso (importazione), mentre la capacità in uscita (esportazione) è rimasta invariata a 4.565 MW (Tav. 2.12). Il nuovo collegamento con la Francia prevede un incremento a regime di 1.200 MW della capacità di interconnessione tra Italia e Francia, che passerà dai circa 3 GW attuali a oltre 4 GW.

**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		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023
Francia	3.150	4.350	4.485	2.700	3.900	4.044
Svizzera	4.240	4.240	4.572	3.420	3.420	3.747
Austria	315	315	325	270	270	280
Slovenia	730	730	753	515	515	534
<b>Totale frontiera Nord</b>	<b>8.435</b>	<b>9.635</b>	<b>10.135</b>	<b>6.905</b>	<b>8.105</b>	<b>8.605</b>
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
<b>TOTALE IMPORTAZIONE</b>	<b>9.535</b>	<b>10.735</b>	<b>11.235</b>	<b>8.005</b>	<b>9.205</b>	<b>9.705</b>
Francia	995	1.995	1.995	870	1.870	2.055
Svizzera	1.810	1.810	1.810	1.440	1.440	1.660
Austria	100	100	100	80	80	100
Slovenia	660	660	660	620	620	645
<b>Totale frontiera Nord</b>	<b>3.565</b>	<b>4.565</b>	<b>4.565</b>	<b>3.010</b>	<b>4.010</b>	<b>4.460</b>
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
<b>TOTALE ESPORTAZIONE</b>	<b>4.665</b>	<b>5.665</b>	<b>5.665</b>	<b>4.110</b>	<b>5.110</b>	<b>5.560</b>

Fonte: Terna.

I valori della capacità NTC esposti nella tavola sono valutati di concerto con i gestori delle reti confinanti e sono validi per le ore di picco (dalle 7 alle 23) dei giorni dal lunedì al sabato. Nelle ore *off peak* – dalle 23 alle 7 di tutti i giorni e per l'intera durata dei giorni festivi – la capacità d'importazione NTC sulla frontiera Nord si riduce leggermente a 9.320 MW. La capacità di scambio totale, tuttavia, comprende anche 500 MW da/verso la Grecia, nonché 600 MW da/verso il Montenegro.



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.

Con riferimento agli aggiornamenti relativi allo stato di avanzamento del Piano di sviluppo 2021, nella sua Relazione finanziaria annuale – Rapporto integrato 2022, Terna ha evidenziato che a fine 2022 ha ricevuto richieste di connessione alla RTN per oltre 311 GW di nuova potenza relativa a impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili, a fronte di una potenza già installata di circa 63,9 GW, con una marcata geolocalizzazione nel Sud Italia e nelle Isole (80% sul totale delle richieste), notoriamente caratterizzate da una maggiore ventosità e irraggiamento solare.

Dal punto di vista della gestione della RTN, immettere nuova energia elettrica in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili richiederà *“uno sforzo di pianificazione, autorizzazione e realizzazione degli investimenti che in Italia non ha precedenti negli ultimi decenni”*<sup>14</sup>. Pertanto, Terna ha deciso di imprimere un'ulteriore accelerazione agli investimenti più importanti e di maggiore utilità per il sistema elettrico.

Gli scenari energetici attualmente ipotizzati consentono di tracciare possibili traiettorie di sviluppo dell'attuale sistema energetico, fornendo una base per individuare e pianificare gli investimenti e sviluppi infrastrutturali necessari per abilitare la transizione ecologica. Sotto questo aspetto, Terna ha evidenziato che *“Lo scenario Fit-For-55 (FF55) riveste un ruolo particolare, non solo perché riguarda gli obiettivi di policy al 2030 ma soprattutto perché ipotizza un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete, fonti rinnovabili, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici e amministrativi che altrimenti ne potrebbero impedire la realizzabilità in tempi così stretti. In particolare, lo scenario individua la necessità di:*

- *sviluppare 70 GW di nuova capacità eolica e solare al 2030 rispetto al 2019, corrispondenti a +120-126 TWh, in aumento rispetto ai 40 GW incrementali previsti dal PNIEC;*
- *raggiungere almeno il 65% di penetrazione della quota FER nel fabbisogno di energia elettrica al 2030, rispetto al 55% precedentemente considerato dal PNIEC;*
- *creare quasi 100 GWh di accumuli aggiuntivi, oltre a sviluppare un'adeguata capacità di trasporto, al fine di garantire la piena integrazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili all'interno del sistema elettrico italiano”.*

In tale contesto, Terna intende disegnare una rete elettrica in grado di sostenere la progressiva decarbonizzazione e una sempre maggiore integrazione delle fonti rinnovabili garantendo al tempo stesso efficienza e sicurezza degli approvvigionamenti. Pertanto, il recente Piano di sviluppo 2023 di Terna deve garantire uno sviluppo sostenibile della RTN, abilitando la realizzazione delle fonti rinnovabili, sostenendo la transizione energetica e il *phase out* del carbone, e indicando tutti gli investimenti che Terna dovrà realizzare per garantire l'efficienza della rete elettrica, 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* (-55% delle emissioni di CO<sub>2</sub> al 2030 rispetto ai valori del 1990 ed energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili in Italia con copertura pari ad almeno il 65% dei consumi finali).

Per raggiungere tali obiettivi, Terna, nel Piano di sviluppo 2023, prevede, in aggiunta agli interventi già previsti dal Piano di sviluppo 2021, l'introduzione di progetti innovativi all'interno del progetto *Hypergrid* per riguardare i

<sup>14</sup> Terna, Relazione finanziaria annuale – Rapporto integrato 2022.

target del futuro con incremento e accelerazione degli investimenti utili per l'Italia. I progetti *Hypergrid*, principale novità del Piano di sviluppo 2023, sono progetti innovativi che sfrutteranno le tecnologie della trasmissione in alta tensione in corrente continua (HVDC) per raggiungere gli obiettivi di transizione e sicurezza energetica: in sintesi, Terna realizzerà una rilevante operazione di ammodernamento di elettrodotti RTN già esistenti sulle dorsali est e ovest dell'Italia, fino alle Regioni del Sud Italia e alle Isole, insieme a nuovi collegamenti sottomarini a 500 kV. Tali interventi hanno l'obiettivo di aumentare le prestazioni di tali linee elettriche, riducendo al minimo il proprio impatto ambientale, e trasferendo sempre più potenza generata da fonti rinnovabili nel Sud Italia verso le zone di carico del Nord Italia. Terna, *"alla luce delle sfide che caratterizzeranno il sistema elettrico in ragione dei trend di evoluzione attesi negli scenari energetici previsionali e dei cambiamenti climatici in atto, nell'ambito della pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione"* ritiene necessario soddisfare i seguenti obiettivi del sistema elettrico nazionale:

- integrare le fonti rinnovabili, a partire dal progetto *Hypergrid*;
- incrementare la capacità di trasporto, raddoppiando l'attuale capacità di scambio tra le zone di mercato (oltre 30 GW) oltre alla riduzione e risoluzione delle future congestioni di rete;
- sviluppare, in continuità con i precedenti Piani di sviluppo, le interconnessioni con l'estero, al fine di garantire una maggiore sicurezza attraverso la possibilità di mutuo soccorso tra sistemi elettrici interconnessi;
- migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico nazionale, oltre alla continuità del servizio;
- garantire la robustezza della rete elettrica nazionale e smorzare le oscillazioni intersistemiche a bassa frequenza, attraverso interventi per un sistema elettrico nazionale sempre più stabile in grado di mantenere o controllare la forma d'onda di tensione a seguito di un guasto o disturbo.

## Distribuzione

Al 31 dicembre 2022 risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 123 distributori elettrici; solo uno di loro non ha risposto all'Indagine annuale dell'Autorità<sup>15</sup>.

Rispetto al 31 dicembre 2021, si conta un distributore in meno perché dal 1° gennaio 2022 la società Servizi a Rete è stata oggetto di scissione totale e i suoi rami aziendali, riguardanti la distribuzione e la misura di energia elettrica e di gas naturale, sono stati trasferiti nella società Megareti. Megareti, che dal 1° gennaio 2022 ha assunto la nuova denominazione sociale di V-Reti, era la società di distribuzione elettrica del gruppo Agsm Verona, che nel 2021 ha dato vita al nuovo gruppo societario Agsm Aim, unendosi appunto al gruppo Aim Vicenza. Altre operazioni societarie che sono state comunicate nel corso del 2022 nell'Anagrafica operatori dell'Autorità riguardano: la società Set Distribuzione che dall'inizio dell'anno ha acquisito il ramo aziendale della distribuzione elettrica dal Comune di Castello-Molina di Fiemme (TN); l'Impresa Produzione Energia Elettrica Pesenti, che ha cambiato natura giuridica da società in nome collettivo a società a responsabilità limitata, assumendo questa nuova denominazione sociale; dal 1° ottobre Reti Valtellina Valchiavenna ha cambiato gruppo societario. La società, infatti, fa parte del gruppo Acsm Agam, che si è formato a metà del 2018 con l'aggregazione delle *utilities* di Como, Monza, Lecco, Sondrio e Varese, e che da quella data ha cambiato il nome in Acinque.

Nel 2022 sono stati complessivamente erogati 257,2 TWh, 6,4 TWh in meno rispetto al 2021. La riduzione del 2,4% è stata accompagnata da un incremento molto lieve dei punti di prelievo (+0,4%), cresciuti di circa 133.000

<sup>15</sup> Si tratta di un ente comunale molto piccolo che gestisce il servizio nel suo territorio.

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 2017.

**TAV. 2.13** Attività dei distributori elettrici dal 2017

DISTRIBUTORI <sup>(A)</sup> PER NUMERO DI CLIENTI SERVITI	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>NUMERO</b>	<b>129</b>	<b>127</b>	<b>126</b>	<b>126</b>	<b>123</b>	<b>122</b>
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	2	1
Tra 20.000 e 50.000	9	9	9	9	9	9
Tra 5.000 e 20.000	20	19	19	19	19	19
Tra 1.000 e 5.000	40	39	38	38	37	38
Fino a 1.000	48	47	48	48	46	45
<b>VOLUME DISTRIBUITO (GWh)</b>	<b>268.646</b>	<b>267.942</b>	<b>268.685</b>	<b>248.550</b>	<b>263.651</b>	<b>257.236</b>
Oltre 500.000	253.247	252.199	253.082	233.818	248.390	242.084
Tra 100.000 e 500.000	10.080	10.590	10.522	9.874	10.131	11.252
Tra 50.000 e 100.000	1.584	1.481	1.403	1.359	1.495	314
Tra 20.000 e 50.000	1.797	1.834	1.821	1.734	1.809	1.756
Tra 5.000 e 20.000	1.243	1.155	1.192	1.132	1.181	1.167
Tra 1.000 e 5.000	560	537	524	504	515	543
Fino a 1.000	135	146	141	129	130	120
<b>NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)</b>	<b>36.912</b>	<b>36.851</b>	<b>36.794</b>	<b>36.830</b>	<b>36.933</b>	<b>37.066</b>
Oltre 500.000	34.935	34.866	34.809	34.841	34.937	35.065
Tra 100.000 e 500.000	1.261	1.284	1.287	1.290	1.296	1.376
Tra 50.000 e 100.000	137	137	137	137	138	63
Tra 20.000 e 50.000	266	266	267	267	267	270
Tra 5.000 e 20.000	194	179	181	183	183	182
Tra 1.000 e 5.000	98	98	91	91	91	90
Fino a 1.000	22	22	22	22	21	20

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

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I primi 10 distributori (con più di 100.000 utenti) servono il 98,3% dei clienti totali ed erogano una quota analoga (98,5%) dell'energia elettrica prelevata dalle reti di distribuzione. I restanti 112 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 2.108 GWh, in leggero calo (-1,6%) rispetto ai 2.144 GWh dell'anno precedente, a causa della riduzione complessiva dei volumi distribuiti e del contemporaneo aumento dei punti di prelievo serviti. Il numero medio di utenti finali serviti da ciascun operatore è cresciuto da circa 300.000 a poco meno di 304.000 unità (+1,4%).

La classe di distributori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000 quest'anno vede un operatore in meno, per via della cessione (descritta poco sopra) dell'attività da Servizi a Rete alla società V-Reti, la quale, nonostante l'acquisizione, è inclusa come nel 2021 nella classe superiore. Eccettuando tale movimento, la classificazione delle imprese per numero di utenti, esposta nella tavola, non evidenzia nessuna variazione rispetto al 2021: i 10 distributori medio-grandi (quelli con più di 100.000 utenti) sono gli stessi da diversi anni, così come il numero degli operatori intermedi; una lievissima variabilità caratterizza gli esercenti più piccoli.

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. Anche le imprese con un numero di utenti superiore a 100.000 e inferiore al mezzo milione sono sostanzialmente 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, di cui si è detto all'inizio di questo paragrafo), 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).

I dati relativi alla composizione societaria degli operatori della distribuzione (Tav. 2.14), limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, sono rimasti totalmente invariati rispetto al 2021: in prima posizione vi sono le persone fisiche, che ne possiedono il 42,3%, e gli enti pubblici (32,7%). Quote significative appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (8,1%) e a società diverse (10,9%). La quota relativa alle imprese energetiche è risultata del 5,9%.

Circa la natura giuridica dei distributori elettrici, si osserva come poco più di metà delle società che svolgono la distribuzione siano organizzate in forma cooperativa (26%) o in società per azioni (25%), che costituiscono le forme predominanti; le società a responsabilità limitata e gli enti pubblici rappresentano, rispettivamente, il 22% e il 19% dei distributori; il restante 7% si divide tra altre forme.

**TAV. 2.14** *Composizione societaria dei distributori nel 2022*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	QUOTA
<b>Persone fisiche</b>	42,3%
<b>Enti pubblici</b>	32,7%
<b>Società diverse</b>	10,9%
<b>Imprese energetiche nazionali</b>	8,1%
<b>Imprese energetiche locali</b>	5,9%
<b>Istituti finanziari nazionali e altri</b>	0,1%
<b>TOTALE</b>	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2022 la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è cresciuta di quasi 1.700 km, di cui circa 200 in bassa tensione e circa 1.500 in media tensione, mentre le reti in alta o altissima tensione sono sostanzialmente rimaste invariate (-58 km). Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.281.500 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: 59 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 e Sicilia (ciascuna con 11 distributori), Piemonte (8 soggetti) e Marche (7 distributori).

**TAV. 2.15** Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2022 (in km)

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DI DISTRIBUTORI <sup>(A)</sup>
Piemonte	66.156	29.829	43	8
Valle d'Aosta	2.920	1.619	57	2
Lombardia	89.343	43.921	46	11
Trentino-Alto Adige	19.631	9.262	173	59
Veneto	64.169	28.237	22	2
Friuli-Venezia Giulia	16.186	8.627	4	5
Liguria	22.313	7.291	-	2
Emilia-Romagna	70.158	33.854	35	3
Toscana	60.874	27.505	-	2
Umbria	19.006	8.457	-	2
Marche	29.848	12.009	-	7
Lazio	70.507	30.405	488	6
Abruzzo	27.084	10.539	0	5
Molise	8.311	3.780	0	1
Campania	64.148	26.501	-	5
Puglia	65.868	33.124	4	3
Basilicata	15.605	10.504	1	1
Calabria	45.797	18.986	0	1
Sicilia	83.110	37.333	4	11
Sardegna	38.991	18.862	0	3
<b>ITALIA</b>	<b>880 027</b>	<b>400 644</b>	<b>876</b>	<b>-</b>

(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 500.000 GWh distribuiti (Tav. 2.16), è cambiato rispetto al 2021 per l'ingrandirsi di V-Reti rispetto alla vecchia Megareti. Grazie all'acquisizione dell'attività dalla società Servizi a Rete, infatti, V-Reti è salita in quinta posizione, rispetto all'ottava posizione che occupava lo scorso anno Megareti, e superando quindi Edyna e Set Distribuzione.

E-distribuzione (gruppo Enel) resta di gran lunga l'operatore principale, con la quota dell'85,3% dei volumi complessivamente distribuiti. Seguono: Unareti (gruppo A2A) con il 4,1%, Areti (gruppo Acea) con il 3,5%, Ireti (gruppo Iren) con l'1,2% e V-Reti (gruppo Agsm Aim) con l'1,1%. 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'85% nel non domestico. Raggiungono quote superiori all'1% nel domestico anche Areti (4,6%), Unareti (3,1%) e Ireti (1,5%); nel non domestico, in ordine, vi sono Unareti (4,4%), Areti (3,2%), Ireti e V-Reti (entrambe all'1,2%) ed Edyna (1%).

L'80,7% dei punti di prelievo allacciati alle reti di distribuzione sono domestici, mentre il rimanente 19,3% è rappresentato da utenti non domestici. Emergono risultati opposti se si considerano i prelievi di energia distribuita che per il 22,6% sono effettuati da clienti domestici e per il restante 77,4% da clienti non domestici. I distributori per i quali l'incidenza dei consumi non domestici è più elevata sono, come lo scorso anno, V-Reti (87%), Edyna (86%), Deval (85%) e Unareti (83%). All'opposto, Areti, AcegasApsAmga, Ireti ed e-distribuzione presentano, invece, una quota di volumi più elevata della media per i clienti domestici (rispettivamente, il 30%, il 29%, il 27% e il 23%).

**TAV. 2.16** *Distribuzione di energia elettrica delle maggiori società di distribuzione nel 2022 (volumi distribuiti in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO
<b>E-distribuzione</b>	50.065	25.492	169.287	6.053	219.352	31.545
<b>Unareti</b>	1.791	960	8.791	203	10.582	1.163
<b>Arete</b>	2.666	1.349	6.273	306	8.938	1.655
<b>Ireti</b>	867	565	2.345	137	3.212	701
<b>V-Reti</b>	371	189	2.428	55	2.800	244
<b>Edyna</b>	341	176	2.031	62	2.372	238
<b>Set Distribuzione</b>	400	271	1.880	66	2.280	337
<b>Inrete Distribuzione Energia</b>	383	203	1.772	61	2.154	264
<b>Deval</b>	134	104	750	26	884	130
<b>AcegasApsAmga</b>	220	132	542	32	762	164
<b>Altri operatori</b>	882	487	3.018	139	3.900	625
<b>TOTALE</b>	<b>58.119</b>	<b>29.927</b>	<b>199.117</b>	<b>7.139</b>	<b>257.236</b>	<b>37.066</b>

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 23,1% 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 10,4% del consumo nazionale, l'Emilia-Romagna, dove viene

prelevato un altro 8,8%, il Piemonte (7,4%), il Lazio (7,5%), la Toscana e la Campania (entrambe al 6,2%) e la Sicilia (5,6%). Un quarto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici Regioni. I 59 distributori del Trentino-Alto Adige (Tav. 2.15) distribuiscono il 2,3% dell'elettricità nazionale al 2% dei punti di prelievo.

I dati regionali mostrano una variazione rispetto al 2021 dei volumi complessivamente distribuiti negativa in quasi tutti i territori: fanno eccezione, infatti, solo la Valle d'Aosta, dove i prelievi sono cresciuti dell'1,8%, e la Toscana, dove sono rimasti sostanzialmente invariati. I tassi di variazione, però, non sono molto uniformi: a fronte di una media nazionale pari al -2,4%, vi sono territori dove i volumi sono scesi molto più intensamente e altri in cui la perdita di consumi è risultata più lieve. Si osservano: punte di riduzione in Sardegna (-6,3%), in Basilicata (-5,5%), in Molise (-5,2%), in Piemonte e in Puglia (-4% circa), e cali più contenuti in Lazio (0,6%), Sicilia (-0,8%) e Trentino-Alto Adige (-1,3%). A livello settoriale, invece, i volumi prelevati dal settore non domestico sono tendenzialmente in minore discesa rispetto a quelli prelevati dal settore domestico: in media, infatti, i prelievi domestici sono diminuiti del 4,7%, mentre quelli dei non domestici si sono ridotti dell'1,8%. Spiccano, in particolare, le discese dei consumi domestici nelle Marche, in Trentino-Alto Adige e in Basilicata (tutte tra il -7% e il -8%), così come quelle dei clienti non domestici in Sardegna (-7,3%).

**TAV. 2.17** *Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2022 (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	3.870	2.330	15.196	553	19.066	2.883
Valle d'Aosta	143	109	772	27	915	136
Lombardia	9.623	4.942	49.707	1.071	59.330	6.013
Trentino-Alto Adige	945	563	4.878	166	5.822	728
Veneto	4.975	2.354	21.827	582	26.802	2.936
Friuli-Venezia Giulia	1.183	653	7.639	149	8.822	802
Liguria	1.429	1.036	4.324	249	5.752	1.285
Emilia-Romagna	4.425	2.285	18.254	606	22.679	2.891
Toscana	3.686	1.915	12.304	521	15.989	2.437
Umbria	833	423	3.900	114	4.733	537
Marche	1.353	744	4.775	203	6.128	947
Lazio	5.564	2.825	13.672	641	19.237	3.466
Abruzzo	1.148	722	4.013	159	5.161	881
Molise	250	171	1.000	38	1.249	209
Campania	5.016	2.298	10.851	549	15.866	2.848
Puglia	3.821	1.939	8.057	493	11.878	2.432
Basilicata	450	280	1.702	71	2.152	351
Calabria	1.890	1.027	2.992	216	4.883	1.243
Sicilia	5.405	2.419	9.010	537	14.415	2.956
Sardegna	2.111	890	4.245	196	6.356	1.087
<b>ITALIA</b>	<b>58.119</b>	<b>29.927</b>	<b>199.117</b>	<b>7.139</b>	<b>257.236</b>	<b>37.066</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2022, quindi, la distribuzione ha servito 37 milioni di utenti: 29,9 milioni di punti domestici e 7,1 milioni di punti non domestici. In termini di energia prelevata i volumi dei domestici sono scesi a 58 TWh dai precedenti 61 TWh, mentre quelli dei non domestici sono passati da 202,7 a 199,1 TWh. Diversamente dai volumi, gli utenti domestici hanno evidenziato una lieve crescita rispetto al 2021 (+0,5%), mentre i non domestici sono appena diminuiti (0,3%). A seguito di questi andamenti, nel 2022 il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è sceso a 1.942 kWh dai 2.047 kWh del 2021 (-5,1%). Gli elevati prezzi che l'energia ha raggiunto nell'anno hanno certamente determinato una maggiore attenzione nei consumi elettrici delle famiglie, così come il graduale ritorno del lavoro in presenza può avere contribuito alla riduzione dei consumi domestici.

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 (79,8%) è residente e consuma l'87,8% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie. I clienti non residenti sono solo il 20,2% e la quota dei loro prelievi è pari al 12,2% 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'85,8% di tutti gli utenti domestici (divisi tra i residenti per il 69,5% e i non residenti per il 16,4%). I volumi di elettricità prelevati da tali clienti rappresentano il 76,1% del totale (anche qui divisi tra i residenti per il 68,5% e i non residenti per il 7,6%).

Il secondo valore di potenza più diffuso tra le famiglie è quello tra 3 e 4,5 kW, che incide per il 7% dei punti di prelievo e per il 10,5% 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 5,1% degli utenti e assorbe il 9,5% 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.

**TAV. 2.18** *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2022 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
<b>RESIDENTI</b>			
Fino a 1,5 kW	73	109	668
Da 1,5 a 3 kW	39.816	20.785	1.916
Da 3 a 4,5 kW	5.325	1.685	3.160
Da 4,5 a 6 kW	4.487	1.134	3.955
Da 6 a 10 kW	786	119	6.618
Da 10 a 15 kW	312	31	10.000
Oltre 15 kW	233	13	17.914
<b>TOTALE RESIDENTI</b>	<b>51.031</b>	<b>23.877</b>	<b>2.137</b>

(segue)



CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
<b>NON RESIDENTI</b>			
<b>Fino a 1,5 kW</b>	63	268	233
<b>Da 1,5 a 3 kW</b>	4.405	4.898	899
<b>Da 3 a 4,5 kW</b>	799	402	1.989
<b>Da 4,5 a 6 kW</b>	1.063	391	2.720
<b>Da 6 a 10 kW</b>	302	56	5.345
<b>Da 10 a 15 kW</b>	181	20	8.959
<b>Oltre 15 kW</b>	276	14	19.921
<b>TOTALE NON RESIDENTI</b>	<b>7.088</b>	<b>6.050</b>	<b>1.172</b>
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>58.119</b>	<b>29.927</b>	<b>1.942</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il prelievo medio delle famiglie italiane, che, come già notato, è complessivamente pari a 1.942 kWh, presenta una rilevante differenziazione tra quello dei clienti residenti, che ammonta a 2.137 kWh, e quello dei clienti non residenti, che è ovviamente inferiore e pari a 1.172 kWh, entrambi comunque in diminuzione rispetto al 2021.

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 "seconde 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 1.916 kWh dei clienti residenti si confrontano con gli 899 kWh dei non residenti. Nella classe 3,5-4,5 kW il consumo medio dei residenti è pari a 3.160 kWh, mentre quello dei non residenti è 1.989 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 3.955 kWh a fronte dei 2.720 kWh dei non residenti. Nell'ultima classe di potenza, che accoglie i punti con potenza superiore a 15 kW, il consumo medio dei non residenti supera di 2.000 kWh quello dei residenti.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.19), nonostante la discesa dei prelievi rispetto al 2021, le proporzioni tra i livelli di tensione si sono mantenute: come per gli anni scorsi il 47% dei volumi distribuiti nel 2022 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.

**TAV. 2.19** Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2022 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)

LIVELLO DI TENSIONE E TIPO DI UTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI CON MISURATORE PROGRAMMATO ORARIO <sup>(A)</sup>	PUNTI DI IMMISSIONE <sup>(B)</sup>
<b>Bassa tensione</b>	70.352	7.038.967	2.321.020	11.342
UtENZE soggette a regimi tariffari speciali	0,16	27	18	0
Punti di emergenza	1	3	2	0
Illuminazione pubblica	3.957	283.608	40.733	33
Altri usi	66.394	6.755.329	2.280.267	11.309
<b>Media tensione</b>	93.087	99.372	99.002	7.258
UtENZE soggette a regimi tariffari speciali	117	34	34	0
Punti di emergenza	372	239	239	0
Illuminazione pubblica	263	897	882	0
Altri usi	92.334	98.202	97.847	7.258
<b>Alta e altissima tensione</b>	35.678	948	947	722
UtENZE soggette a regimi tariffari speciali	5.304	308	308	0
Punti di emergenza	5	12	12	0
Altri usi	30.369	628	627	722
<b>TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI</b>	<b>199.117</b>	<b>7.139.287</b>	<b>2.420.969</b>	<b>19.322</b>

(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).

(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.

Come già in precedenza accennato, rispetto al 2021 i punti non domestici serviti sono diminuiti di quasi 18.000 unità (-0,3%) e i volumi distribuiti hanno registrato un calo dell'1,8%; di conseguenza il volume medio unitario si è attestato a 27.890 kWh, valore dell'1,5% inferiore a quello dello scorso anno (28.320 kWh). Il segmento dell'alta e altissima tensione è quello che ha registrato la maggiore riduzione in termini di volumi (-5,8%), ma anche l'unica crescita in termini di punti (1,4%); i prelievi della bassa tensione sono rimasti stabili (+0,3%) e i punti sono appena diminuiti (-0,2%). L'utenza allacciata in media tensione ha evidenziato, invece, un calo dei prelievi (-1,7%) e una leggermente più pronunciata riduzione nei punti di prelievo (-1,3%).

Un terzo dei 7 milioni di utenti serviti in bassa tensione ha installato un misuratore elettronico programmato orario (la stessa quota del 2021, ma nel 2020 erano il 20%), mentre le utenze servite in media o alta tensione sono pressoché completamente dotate di tale strumento. Il 76,2% 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 7,3% nel caso delle utenze in media tensione e sostanzialmente si annulla (0,2%) nei punti in bassa tensione. La quota dei punti di immissione allacciati in alta o altissima tensione è lievemente diminuita: nel 2021 era del 77%.

Il dettaglio dei clienti non domestici "Altri usi", allacciati in bassa tensione e suddivisi per livello di potenza (Tav. 2.20), mostra che il 46% di tale utenza ha una potenza impegnata fino a 3 kW e prelievi pari al 5,1%. Tra le classi di potenza superiori a 3 kW, quella più rilevante in termini di punti serviti (17,4%) è quella che va da 4,5 a 6 kW; la classe di potenza più rilevante in termini di prelievi, invece, è quella oltre i 50 kW, che da sola assorbe il 26,2%

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 27,8% 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 75% dei casi. Il contatore elettronico è comunque presente in circa metà dei clienti con potenza da 42 a 50 kW e nel 39% dei clienti con potenza da 30 a 42 kW.

**TAV. 2.20** *Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "Altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2022 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 <sup>(A)</sup>	CONSUMO MEDIO
Fino a 1,5kW	789	1.363.843	578	498.087
Da 1,5 kW a 3 kW	2.591	1.743.212	1.486	598.249
Da 3 kW a 4,5 kW	1.316	379.297	3.471	124.263
Da 4,5 kW a 6 kW	4.833	1.172.368	4.123	376.174
Da 6 kW a 10 kW	7.681	878.722	8.741	270.971
Da 10 kW a 15 kW	9.269	595.411	15.567	177.819
Da 15 kW a 30 kW	13.576	403.361	33.658	111.914
Da 30 kW a 42 kW	5.708	82.251	69.402	31.718
Da 42 kW a 50 kW	3.229	37.447	86.237	16.671
Oltre 50 kW	17.401	99.417	175.031	74.401
<b>TOTALE ALTRI USI IN BT</b>	<b>66.394</b>	<b>6.755.329</b>	<b>9.828</b>	<b>2.280.267</b>

(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 clienti<sup>16</sup>. 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.

<sup>16</sup> 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 2022, sono stati utilizzati i dati forniti da Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Ireti e Set Distribuzione, 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.

Relativamente alle connessioni attive con la rete di trasmissione, nell'anno 2022 Terna ha ricevuto 2.956 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 253,6 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 1.645 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 111,5 GW. I tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 83 giorni lavorativi.

Nell'arco dell'anno sono stati accettati 813 preventivi, cioè circa la metà di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di 42,7 GW. Solo per quattro di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 113 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), una sola delle quali è stata accettata entro il 31 dicembre 2022, per una potenza di 34 MW. Ciò nonostante, non risultano essere state realizzate e attivate le corrispondenti connessioni entro l'anno.

Nell'anno 2022 le imprese distributrici<sup>17</sup> hanno ricevuto più di 350.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti in bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di 26,7 GW, per le quali, nello stesso anno, hanno messo a disposizione poco più di 310.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 13,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 19 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 40 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 53 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Più di 280.000 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2022, per una potenza totale di 6,6 GW.

Nel 2022, in relazione alle richieste pervenute nello stesso anno, sono state realizzate più di 150.000 connessioni, corrispondenti a 1,3 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 26 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici<sup>18</sup>;
- 65 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi<sup>19</sup>;

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

Nel 2022 l'unico distributore che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione è stato e-distribuzione con 567 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di 8,4 GW; nello stesso anno sono stati messi a disposizione 177 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 2,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 57 giorni lavorativi.

<sup>17</sup> Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si ricorda che i dati riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2022 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*.

<sup>18</sup> 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.

<sup>19</sup> 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.

Tra i preventivi messi a disposizione, 77, corrispondenti a una potenza totale di 1,2 GW, sono stati accettati nel corso dell'anno; per uno solo di essi, alla data del 31 dicembre 2022, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD) e, pertanto, anche nel 2022 non è stata effettuata alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione delle imprese distributrici che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi (Tav. 2.21), i dati raccolti mostrano che nel 2022 sono state effettuate 256.143 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 70% di esse, la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 11,3 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 8,4 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 20 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione.

Anche in questo caso, i dati evidenziano un numero di richieste in aumento (+13%) rispetto al 2021, ma anche un peggioramento complessivo dei tempi di allacciamento: da 7,8 a 11,3 giorni, sia nella media tensione, dove per ottenere una connessione erano necessari mediamente 14,3 giorni lavorativi nel 2021 mentre nel 2022 ne sono serviti 20, sia nella bassa tensione, dove l'allacciamento ha richiesto nel 2022 mediamente due giorni in più del 2021. 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 2022 ciascun distributore ha effettuato in media 2.100 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (66 soggetti su 122), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 4.574. Nell'anno 2022 Terna ha effettuato una connessione in alta e altissima tensione per una potenza pari a 7 MW, senza attivazione della fornitura. La richiesta di tale connessione risale al 2013, ma ha subito nel tempo diverse istanze di modifica. Se si considera l'ultima richiesta di modifica della potenza, presentata nel 2019, il tempo complessivamente intercorso tra la richiesta di connessione e l'attivazione della stessa è stato a pari a 655 giorni lavorativi (388 giorni lavorativi escludendo i tempi autorizzativi e quelli necessari per gli adempimenti a carico del cliente).

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

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI		TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>	
	2021	2022	2021	2022
<b>Bassa tensione</b>	225.322	254.841	6,2	8,4
<b>Media tensione</b>	1.503	1.302	14,3	20,0
<b>TOTALE</b>	226.825	256.143	7,8	11,3

(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.

## Mercato all'ingrosso

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

Nel corso del 2022, non si sono registrati cambiamenti nel processo di estensione dell'accoppiamento del mercato del giorno prima italiano coi mercati del giorno prima degli altri stati europei (c.d. *market coupling*), iniziato nel 2011 con l'accoppiamento tra il mercato italiano e quello sloveno. Alla fine del 2022, pertanto, gli stati aderenti al *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC) erano ancora 26<sup>20</sup>. 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, 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 7 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 SIDC<sup>21</sup>. La sessione in negoziazione continua, a sua volta, è articolata in tre fasi. A differenza dell'MGP, nelle sessioni del MI le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale. Il GME agisce come controparte centrale.

20 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.

21 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.

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 fare fronte al fabbisogno finanziario necessario a saldare i pagamenti transfrontalieri, che avvengono a due giorni. In considerazione dell'esigenza, segnalata da numerosi operatori, di potere 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.

Il Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) serve a Terna per l'approvvigionamento delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni intrazonali, la costituzione di capacità di riserva e il bilanciamento in tempo reale. Diversamente dagli altri mercati, è Terna che in questo caso 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 dalla disciplina del dispacciamento. La modalità di contrattazione nell'MSD è un'asta discriminatoria: le offerte accettate vengono, cioè, valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay as bid*).

Con riferimento al Mercato del bilanciamento, 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) 2195/2017 (c.d. regolamento *Balancing*), entrato in vigore il 17 dicembre 2018, lo scambio di energia di bilanciamento avviene tramite prodotti standard caratterizzati da specifici tempi di attivazione, secondo un modello multilaterale TSO-TSO con attivazione delle offerte per ordine di merito economico.

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*). Entro il 24 luglio 2023 anche Terna, il TSO italiano, dovrà utilizzare la piattaforma PICASSO, 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. Esso consiste nella negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono 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"<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> 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.

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)<sup>23</sup>.

## Scambi e prezzi nel Mercato del giorno prima

Nel 2022, la quantità di energia elettrica scambiata sull'MGP nel Sistema Italia è risultata pari a 289,2 TWh, un valore in lievissima riduzione rispetto al 2021 (-0,4%).

Sono diminuiti i volumi negoziati in borsa (210,9 TWh; 4,7%), a favore di maggiori contrattazioni bilaterali registrate sulla PCE (78,3 TWh; +13,2%), quasi interamente su zone nazionali. Sono aumentati gli scambi con l'estero, trainati da un aumento delle importazioni per un totale di 48,4 TWh (+3,2%), pari al 23% delle vendite totali in borsa (la quota è salita di due punti percentuali rispetto al 2021), come pure sono aumentate le esportazioni, pari a 5,5 TWh (+30,2%) ovvero pari al 3% degli acquisti totali in borsa (un punto in più dello scorso anno). Inoltre, si è ridotta la quota dei volumi contrattati (in vendita e in acquisto) dai soli operatori istituzionali ovvero da Acquirente unico (27,8 TWh; -30,1%) e GSE (29 TWh; -8,0%), che insieme rappresentano il 10% dei volumi scambiati (due punti percentuali in meno dello scorso anno).

I volumi complessivamente venduti sulle zone nazionali ammontano a 240,8 TWh (-0,8%) e rappresentano l'83% delle vendite sull'intero sistema. Sono diminuiti rispetto al 2021 i volumi approvvigionati nella zona Nord (116 TWh; -9,7%) e nella zona Centro-Nord (15 TW; -7,2%) mentre sono aumentati in tutte le altre zone, in particolare nella zona Sicilia (16 TWh; +56%).

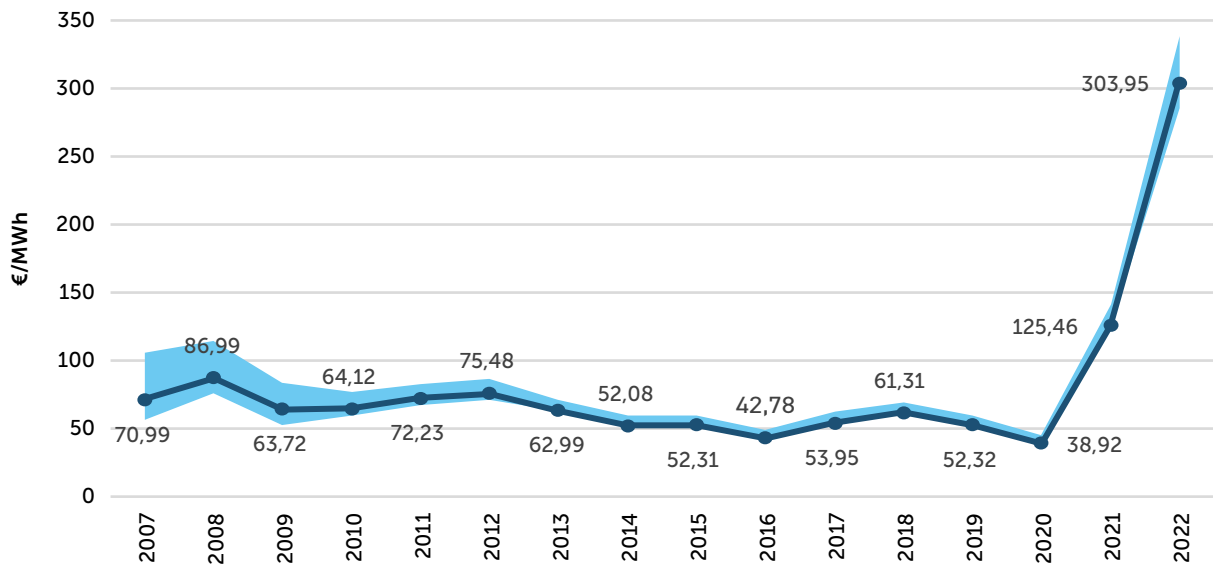
Le vendite relative agli impianti termoelettrici sono ammontate a 156 TWh (+8,3% sul 2021), ovvero il 65% delle vendite sulle zone nazionali (cinque punti in più del 2021), registrando aumenti per tutte le fonti di combustibile: il carbone (13,5 TWh; +53%) è aumentato particolarmente al Nord (+200%) mentre il gas naturale (119 TWh; +1,8%) è aumentato soprattutto in Sicilia (+95%), come pure l'olio combustibile (9,6 TWh; +150%; +226% in Sicilia).

Si sono ridotte, invece, le vendite relative a impianti rinnovabili (83 TWh; -13%) corrispondenti al 35% delle vendite totali (cinque punti in meno dello scorso anno): in particolare, si è ridotta di cinque punti percentuali la quota dell'idroelettrico esclusi i pompaggi (33,6 TWh; -28%), in particolare al Nord (-35,2%), mentre hanno guadagnato un punto percentuale le vendite dell'eolico (20 TWh; +7,5%), aumentando particolarmente al Nord (+57%). La quota relativa all'energia solare (2,1 TWh; +23%) è rimasta, invece, sostanzialmente stabile.

<sup>23</sup> 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).



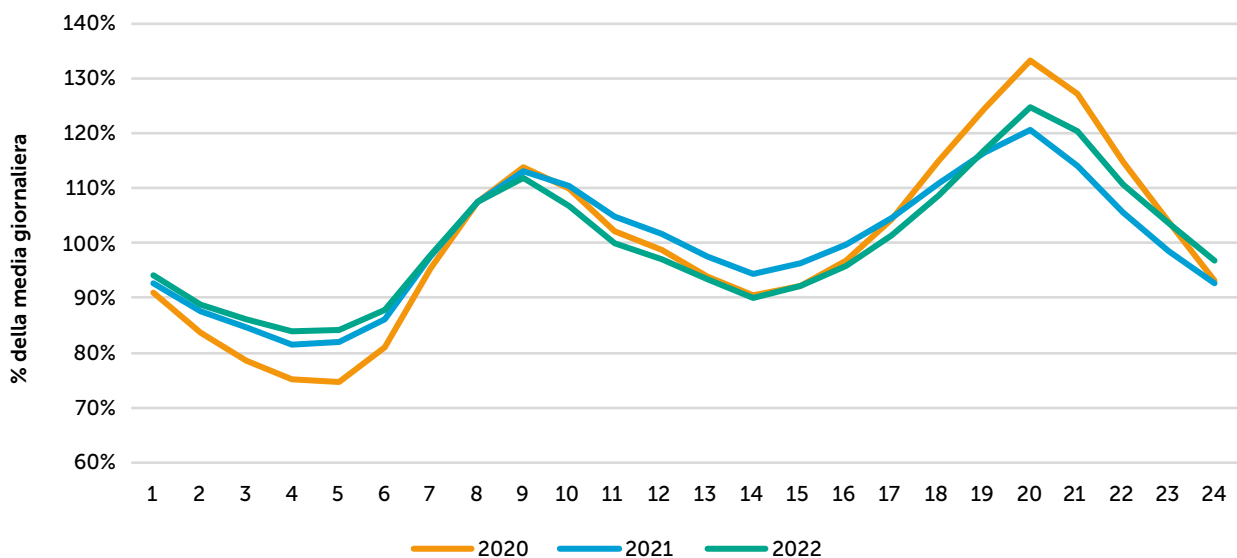
**FIG. 2.7** *Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco*



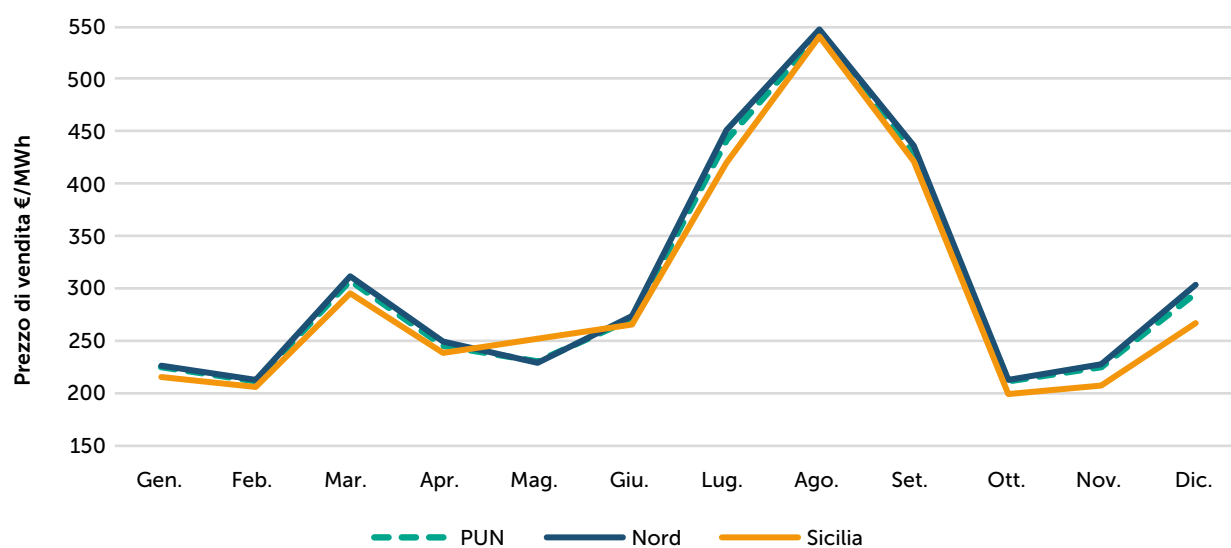
Fonte: GME.

Nel 2022, il prezzo medio di acquisto dell'energia (PUN) ha registrato il massimo valore storico, pari a 303,95 €/MWh (Fig. 2.7), con un aumento del 142,0% rispetto all'anno precedente; tale aumento risulta maggiormente accentuato nelle ore fuori picco (+148,0%) rispetto alle ore di picco (+139,1%) dei giorni lavorativi e alle ore dei giorni festivi (+141,0%).

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



Fonte: GME.

**FIG. 2.9** Andamento mensile dei prezzi zonali al Nord e in Sicilia nel 2022

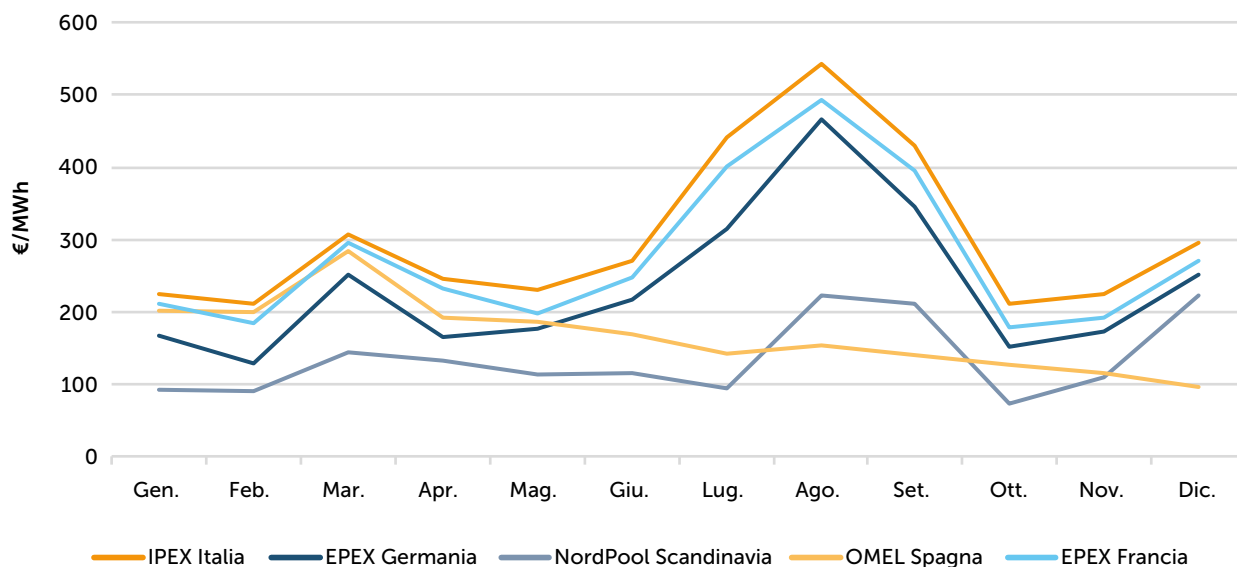
Fonte: GME.

Osservando invece il profilo delle 24 ore nel 2022 rispetto al 2021 (Fig. 2.8), si osserva una crescita del rapporto delle ore serali (20-24), mediamente pari al 109,8% (+3,8 punti percentuali) della media giornaliera, una diminuzione di quello delle ore di picco (9-19), pari al 100,0% (-4,3 punti percentuali) della media giornaliera, mentre rimane sostanzialmente costante il rapporto delle ore del primo mattino (1-8), pari al 90,2% della media giornaliera (+0,5 punti percentuali).

A livello zonale, l'aumento dei prezzi si caratterizza per rialzi compresi tra +129% in Sicilia (295,0 €/MWh) e +146% al Nord (307,8 €/MWh). La zona Nord, per la prima volta in 10 anni, si sostituisce alla Sicilia come zona dal prezzo di vendita più alto (Fig. 2.9), invertendo il differenziale con quest'ultima (+12,7 €/MWh). Osservando l'andamento mensile dei prezzi medi della zona Nord, durante il 2022, si osserva un netto rialzo nei mesi compresi tra luglio e settembre con un picco di 547,6 €/MWh nel mese di agosto; in tutti i mesi dell'anno, le zone Nord e Centro-Nord sono risultate le più care, a eccezione del mese di maggio, nel quale la Sicilia ha registrato il prezzo di vendita più alto.

## Confronti internazionali

In un contesto globale di perdurante rialzo delle quotazioni dei combustibili, anche nel 2022 le quotazioni dell'energia elettrica nelle borse elettriche degli altri paesi europei hanno toccato livelli mai raggiunti in passato, arrivando a valori mediamente pari a otto volte quelli del 2020 precedenti la crisi (Fig. 2.10). I punti di massimo sono stati toccati nei mesi estivi e, in particolare, nel mese di agosto, quando le quotazioni sono salite fino a 450-550 €/MWh.

**FIG. 2.10** Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2021 (valori medi baseload)

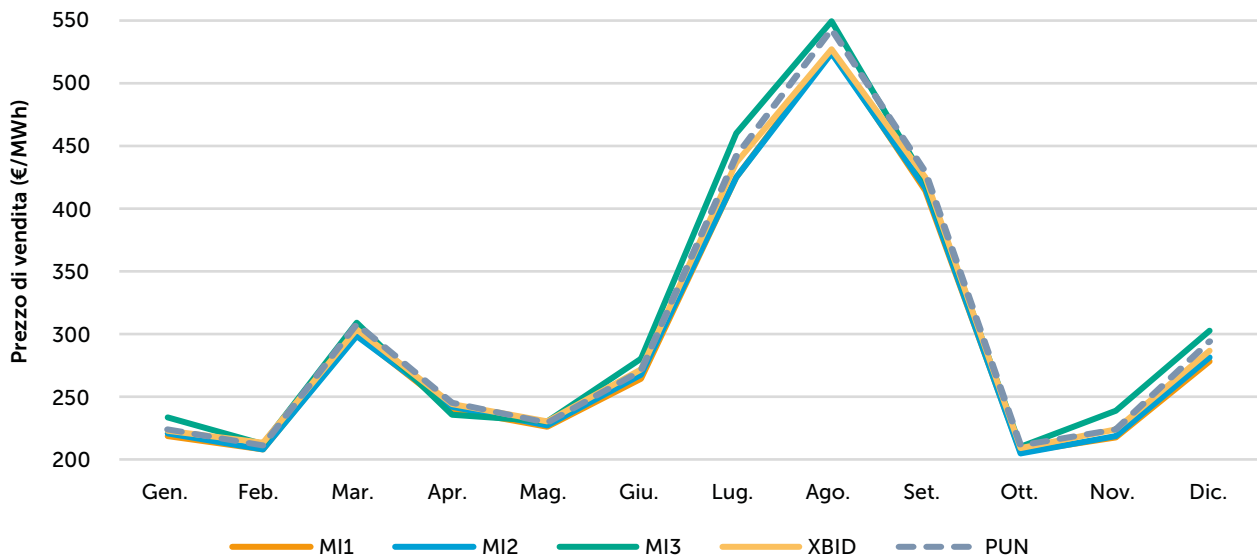
Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle Borse elettriche europee.

A causa di un parco di generazione alimentato in gran parte a gas, nel 2022 la crescita del prezzo medio italiano, che per la prima volta ha superato i 300 €/MWh, è risultata pari al 142% rispetto al prezzo già elevato registrato nel 2021. Aumenti altrettanto elevati si sono manifestati anche negli altri paesi europei (con l'eccezione della Spagna) nei quali, tuttavia, i prezzi erano su livelli inferiori: per questo il differenziale con le quotazioni del resto d'Europa si è ampliato.

Tassi di crescita analoghi a quello italiano si sono riscontrati, infatti, nelle quotazioni francesi, svizzere e austriache, salite intorno a 261/282 €/MWh (145-153%), così come in quelle tedesche, in media pari a 235 €/MWh (143%). Il prezzo *spot* della Spagna (168 €/MWh) ha registrato, invece, un incremento molto più contenuto rispetto al 2021, pari al 50%, grazie al *cap* che è stato imposto al prezzo offerto dalle unità di produzione a gas. Come sempre, la quotazione dell'area scandinava è rimasta la più bassa (136 €/MWh), nonostante anch'essa abbia evidenziato un aumento molto elevato (116%).

## Scambi e prezzi nel Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati nel 2022 sul Mercato infragiornaliero (26,0 TWh) sono risultati stabili rispetto all'anno precedente. La maggior parte di questi volumi (54%) sono stati scambiati nella prima sessione ad asta MI1 (13,9 TWh), mentre le rimanenti sessioni ad asta hanno registrato quote inferiori, rispettivamente pari al 21% in MI2 (5,4 TWh) e al 10% in MI3 (2,6 TWh). I rimanenti volumi (16%) sono stati scambiati nella sessione in negoziazione continua XBID (4,0 TWh), prevalentemente su zone estere (68%).

**FIG. 2.11** Andamento mensile dei prezzi nell'MI nel 2022

Fonte: GME.

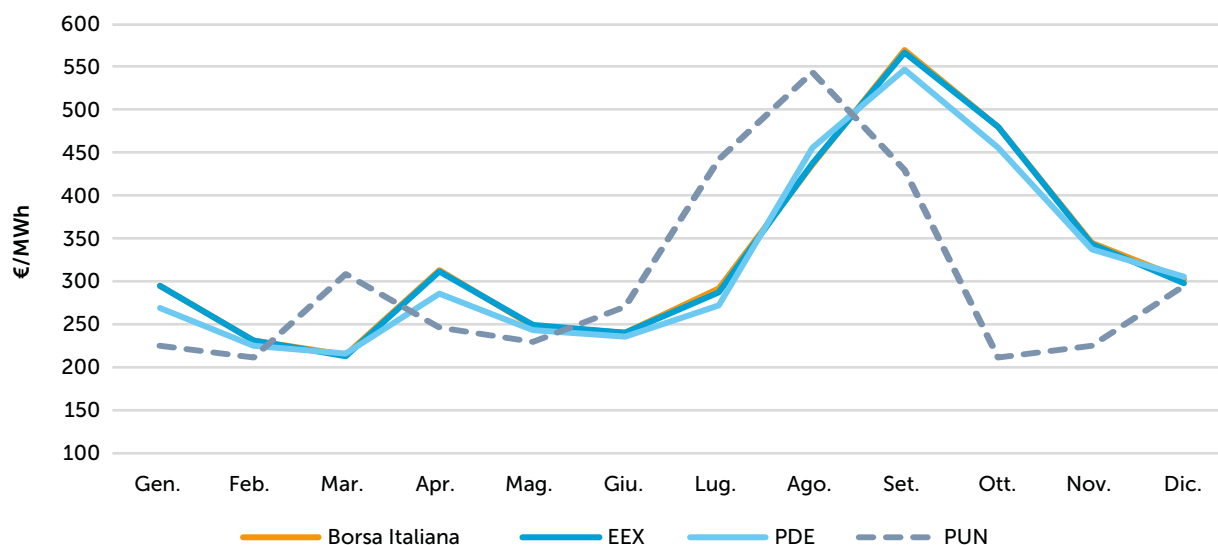
I prezzi medi registrati sul MI (Fig. 2.11) sono fortemente correlati ai corrispondenti valori dell'MGP, incrementandone il differenziale assoluto e la volatilità all'avvicinarsi del tempo reale; in particolare, si osserva che i prezzi medi delle prime 2 sessioni (MI1 e MI2) risultano, in tutte le zone, 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 a un massimo di 526 €/MWh ad agosto, riflettendo il picco registrato sull'MGP, per ridursi progressivamente fino a un minimo di 210 €/MWh a ottobre.

## Scambi e prezzi nel Mercato a termine

Sul mercato a termine dell'energia elettrica, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2022 si sono registrati soltanto 6 abbinamenti per un totale di 10 GWh, in netto calo rispetto al 2021 (-55%); le transazioni riguardano prodotti mensili (6 MWh) e trimestrali (4 MWh), entrambi di profilo *baseload*. Per l'ottavo anno consecutivo non si è registrata alcuna transazione bilaterale ai soli fini di *clearing*.

Osservando (Fig. 2.12) l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), gli operatori hanno indicato per il 2022 prezzi compresi tra 211 €/MWh (ottobre) e 570 €/MWh (settembre). Tale andamento risulta in linea con il *trend* registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN, il cui maggiore distacco si presenta a seguito dei picchi estivi, registrando un differenziale pari a 244 €/MWh nel mese di ottobre.

**FIG. 2.12** Prezzi medi nel 2022 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME (PUN, PDE) e Refinitiv (Borsa Italiana, 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 anno 2020. Con lo stesso decreto, inoltre, sono state introdotte o modificate alcune disposizioni e regole attuative che erano state definite dal previgente decreto interministeriale 11 gennaio 2017, come integrato e modificato dal decreto interministeriale 10 maggio 2018. Nel Volume 2 della presente *Relazione Annuale* si dà conto dei provvedimenti attuativi adottati dall'Autorità<sup>24</sup> nel periodo in esame per le materie di propria competenza, in particolare in merito alla determinazione del contributo tariffario riconosciuto per il 2021 ai soggetti obbligati (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).

Rimandando ai dati pubblicati dal GME per maggiori dettagli, si evidenzia che la quantità di TEE attestanti risparmi energetici effettivamente conseguiti scambiata nel 2022 (sul mercato e tramite accordi bilaterali) è risultata essere pari a circa 2,7 milioni di TEE (Tav. 2.22), confermando il *trend* al ribasso già osservato negli anni scorsi: gli scambi, infatti, erano progressivamente scesi dai circa 7,9 milioni del 2018 ai circa 3,3 milioni di TEE del 2021. Ciò è avvenuto anche per effetto della sempre minore disponibilità di TEE emessi, pari a meno di 800.000 TEE (dati

<sup>24</sup> Si veda la delibera 28 giugno 2022, 292/2022/R/efr.

del GSE), in calo di circa un terzo rispetto all'anno precedente. I TEE scambiati sul mercato sono stati circa il 64% del totale (ovvero della somma di essi con i TEE scambiati tramite accordi bilaterali), percentuale sensibilmente maggiore di quella riscontrata negli ultimi due anni. Più dell'80% dei TEE oggetto di accordi bilaterali, infine, è risultato essere stato scambiato a prezzi compresi nelle fasce rilevanti ai fini della definizione del contributo tariffario<sup>25</sup>; il dato è in forte ascesa rispetto all'anno precedente, quando tale percentuale era risultata inferiore al 30%. In particolare, la quantità di TEE scambiati tramite accordi bilaterali a prezzi superiori a 260 €/TEE – soglia di prezzo oltre la quale le transazioni avvenute non sono tenute in considerazione al fine della formazione del prezzo medio di scambio nella formula di determinazione del contributo tariffario riconosciuto – è risultata molto esigua rispetto al totale degli scambi tramite accordi bilaterali, con l'eccezione degli scambi avvenuti ad aprile e maggio, in vista della conclusione dell'anno d'obbligo.

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

TIPOLOGIA	2021		2022	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
<b>Mercato GME</b>	1.930.703	267,40	1.750.226	257,85
<b>Bilaterali</b>	1.411.314	242,63	965.526	231,75
<b>TOTALE</b>	3.342.017	256,94	2.715.752	248,57

Fonte: GME.

La scarsità di TEE rispetto agli obblighi di risparmio energetico definiti dalla normativa ha confermato anche per l'anno d'obbligo 2021 l'esigenza per i soggetti obbligati di ricorrere alla possibilità di ottemperare a parte del proprio obiettivo ricorrendo ai TEE non corrispondenti a progetti introdotta dalla normativa, così come negli anni d'obbligo precedenti. In particolare, il GSE ha reso noto che sono stati richiesti ed emessi circa 0,17 milioni di TEE non corrispondenti a progetti, pari a circa il 38% dei TEE attestanti reali risparmi di energia utilizzati per l'anno d'obbligo 2021, percentuale sensibilmente inferiore a quelle registrate alla conclusione dei due anni d'obbligo precedenti.

## Mercato finale della vendita

La tavola 2.23 riporta il numero di operatori presenti<sup>26</sup> nelle quattro articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, tutele graduali, 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 2022 sono risultati 807: 109 nel servizio di maggior tutela, 4 nel servizio a tutele graduali, 3 nella salvaguardia e 758 nel mercato libero. Il totale di 807, naturalmente, non è equivalente alla somma delle imprese presenti nei singoli segmenti, perché vi sono imprese che operano in più di un mercato.

<sup>25</sup> Le regole per la definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica sono state fissate con la delibera 14 luglio 2020, 270/2020/R/efr.

<sup>26</sup> Sono indicati come "presenti" gli operatori che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nell'anno (o un periodo più limitato) di riferimento dell'Indagine.

Le imprese del mercato libero che hanno risposto all'Indagine sono state 560, cioè il 74% delle presenti nel mercato libero, comunicando in 50 casi di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto che 47 società vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, che le 3 imprese che operano nella salvaguardia e le 4 imprese che operano nel servizio a tutele graduali vendono energia anche nel mercato libero e/o nel servizio di maggior tutela e/o nel servizio di salvaguardia (e sono quindi già conteggiate in quei segmenti), il totale delle imprese attive e operanti nel mercato finale della vendita elettrica è pari a 672.

**TAV. 2.23** Imprese di vendita di energia elettrica nel 2022

MERCATO	VENDITORI <sup>(A)</sup>	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVI
Servizio di maggior tutela	109	109	-
Servizio a tutele graduali	4	4	-
Servizio di salvaguardia	3	3	-
Vendita ai clienti liberi	758	560	50
<b>TOTALE</b>	<b>807</b>	<b>672</b>	<b>50</b>

(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 2021 (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 93% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2021<sup>27</sup>, 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 significativo rimbalzo del 2021, quando la ripresa economica *post-Covid* ha riportato in crescita i consumi, nel 2022 la domanda di energia elettrica si è sostanzialmente assestata, tornando a registrare una lieve riduzione: secondo i dati raccolti, lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 252 TWh a 37 milioni di clienti (Tav. 2.24). Rispetto al 2021 il consumo totale di energia elettrica è quindi sceso dello 0,3%, mentre i punti di prelievo sono leggermente aumentati.

<sup>27</sup> Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola 2.24 i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi (propri e di gruppo) e a titolo di vendita a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione, che non sono inclusi nella tavola.

**TAV. 2.24** *Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

MERCATO	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
<b>Servizio di maggior tutela</b>	28.258	21.858	-22,6%	14.199	12.161	-14,4%
<b>Domestico</b>	23.860	18.374	-23,0%	12.397	10.602	-14,5%
<b>Non domestico</b>	4.398	3.485	-20,8%	1.802	1.559	-13,5%
<b>Servizio a tutele graduali</b>	4.599	2.303	-49,9%	226	136	-39,8%
<b>Servizio di salvaguardia</b>	3.293	4.843	47,1%	77	89	15,9%
<b>Mercato libero</b>	216.493	223.239	2,9%	22.431	24.841	10,7%
<b>Domestico</b>	36.864	39.939	8,3%	17.460	19.522	11,8%
<b>Non domestico</b>	180.002	183.300	1,8%	4.970	5.319	7,0%
<b>MERCATO FINALE</b>	<b>253.016</b>	<b>252.244</b>	<b>-0,3%</b>	<b>36.932</b>	<b>37.227</b>	<b>0,8%</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

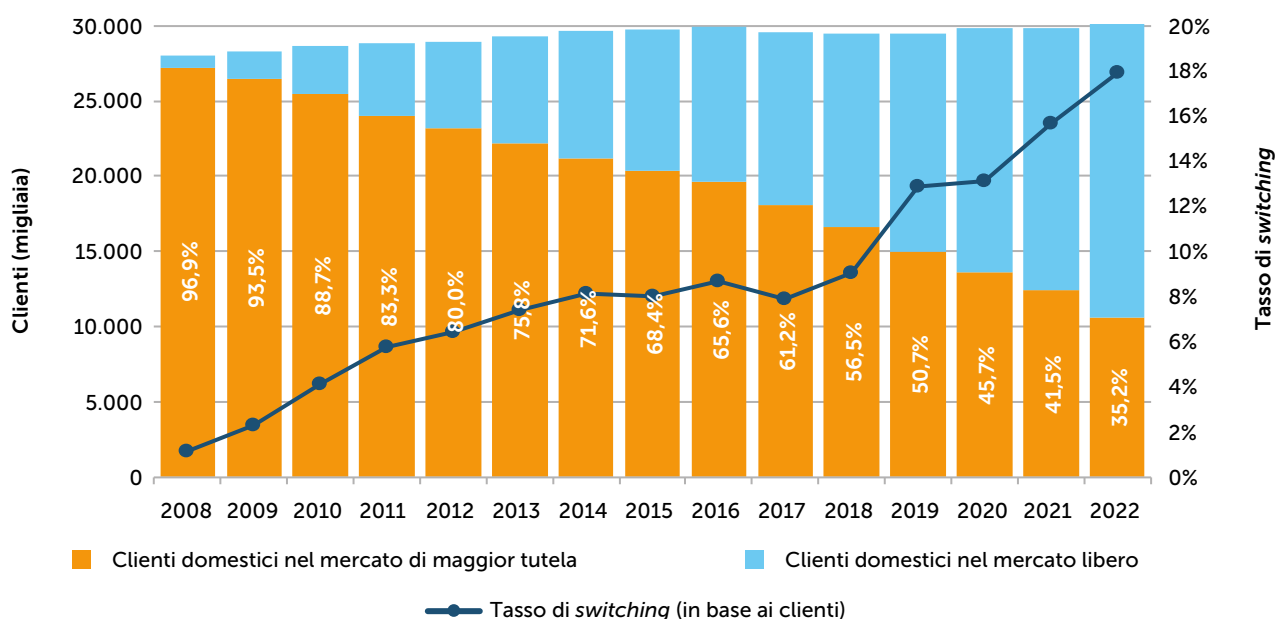
La modesta contrazione dei consumi è dovuta integralmente al settore domestico che ha acquistato circa 2,4 TWh in meno rispetto al 2021, mentre i consumi non domestici sono aumentati di 1,6 TWh. In un anno di forte ripresa economica (+3,7% la variazione del PIL stimata dall'Istat), gli acquisti del settore produttivo non sono diminuiti nonostante i livelli estremamente elevati di prezzo raggiunti nel corso dell'anno abbiano contribuito a frenarne l'aumento. I forti rincari dei prezzi, invece, insieme alla campagna di sensibilizzazione per il contenimento dei consumi energetici adottata dal Governo, spiegano la riduzione degli acquisti del settore domestico.

Più in dettaglio, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 58,3 TWh contro i 60,7 TWh del 2021, registrando quindi un calo del 4%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è salita da 192,3 a 193,9 TWh, evidenziando quindi un aumento dello 0,9%, ancora insufficiente a recuperare interamente i livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019).

Nel 2022 il numero di punti di prelievo domestici è risultato pari a 30,1 milioni, di cui 10,6 milioni serviti in maggior tutela e 19,5 milioni serviti nel mercato libero (Fig. 2.13). I punti domestici serviti nel mercato libero sono ormai saliti al 64,8%. Se poi si guarda ai volumi, il mercato libero è ancora più ampio: nel 2022, infatti, l'energia acquistata dal settore domestico in questo mercato è salita al 68,5%, dal 61% dell'anno precedente. La transizione al mercato libero è comunque un processo lungo: a quindici anni di distanza dalla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta il 1° luglio 2007, i punti di prelievo domestici che si riforniscono nel servizio di maggior tutela sono ancora poco meno di un terzo del totale.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è leggermente più basso di quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.733 kWh/anno contro 2.046 kWh/anno. Nel 2022 il divario si è lievemente ampliato di 126 kWh rispetto a quello registrato nel 2021.



**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<sup>28</sup> e delle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW<sup>29</sup>, 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 stabilmente nel servizio di maggior tutela dal 1° aprile 2023. Pertanto, i volumi complessivamente venduti in tutela negli anni 2021 e 2022 comprendono ancora quelli acquistati dalle micro-imprese con potenza impegnata inferiore a 15 kW. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche questi ultimi, la quota di elettricità venduta nel servizio di tutela risulta comunque ormai molto ridotta e pari soltanto all'8,7% dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 32,7% dei punti di prelievo totali).

A partire da gennaio 2021 le piccole imprese e le micro-imprese obbligate all'uscita dalla maggior tutela (con potenza impegnata superiore a 15 kW) che non hanno scelto una fornitura nel mercato libero vengono rifornite nell'ambito del servizio a tutele graduali da un venditore selezionato con gara. Nel 2022 il servizio ha servito 136.000 punti di prelievo (pari allo 0,4% di tutti i clienti del mercato elettrico), cui ha fornito 2,3 TWh, cioè lo 0,9% dell'energia venduta nel mercato totale. Com'era logico attendersi, il "mercato" delle tutele gradualisi è relativamente svuotato nel 2022, tenuto conto che si tratta di un servizio assegnato, in cui restano solo coloro che non operano una scelta verso il mercato libero.

Con 223 TWh venduti, nel 2022 la quota dell'energia elettrica intermediata dal mercato libero è salita all'88,5% (66,7% dei punti di prelievo), nonostante la porzione di elettricità acquistata nel servizio di salvaguardia sia leggermente risalita all'1,9% (0,2% dei punti di prelievo) dall'1,3% evidenziato nel 2021. In un mercato finale che complessivamente è diminuito di 0,8 TWh rispetto al 2021, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 6,4 TWh (-23%), quelli forniti nel servizio a tutele gradualisi si sono dimezzati (-2,3 TWh), il mercato libero ha

<sup>28</sup> Imprese con un numero di dipendenti tra 10 e 50 e/o fatturato annuo tra 2 e 10 milioni di euro, titolari di punti di prelievo in "bassa tensione".

<sup>29</sup> Imprese con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

guadagnato 6,4 TWh rispetto all'anno precedente (+2,9%), mentre nel regime di salvaguardia le vendite sono cresciute di 1,5 TWh (+47%).

Il numero dei consumatori complessivo è aumentato nel 2022 di 294.000 unità portandosi a 37,2 milioni: la maggior tutela ha perso circa 2 milioni di punti, i clienti del servizio di salvaguardia sono aumentati di circa 12.000 unità, mentre nel mercato libero i clienti sono cresciuti di 2,4 milioni rispetto al 2021.

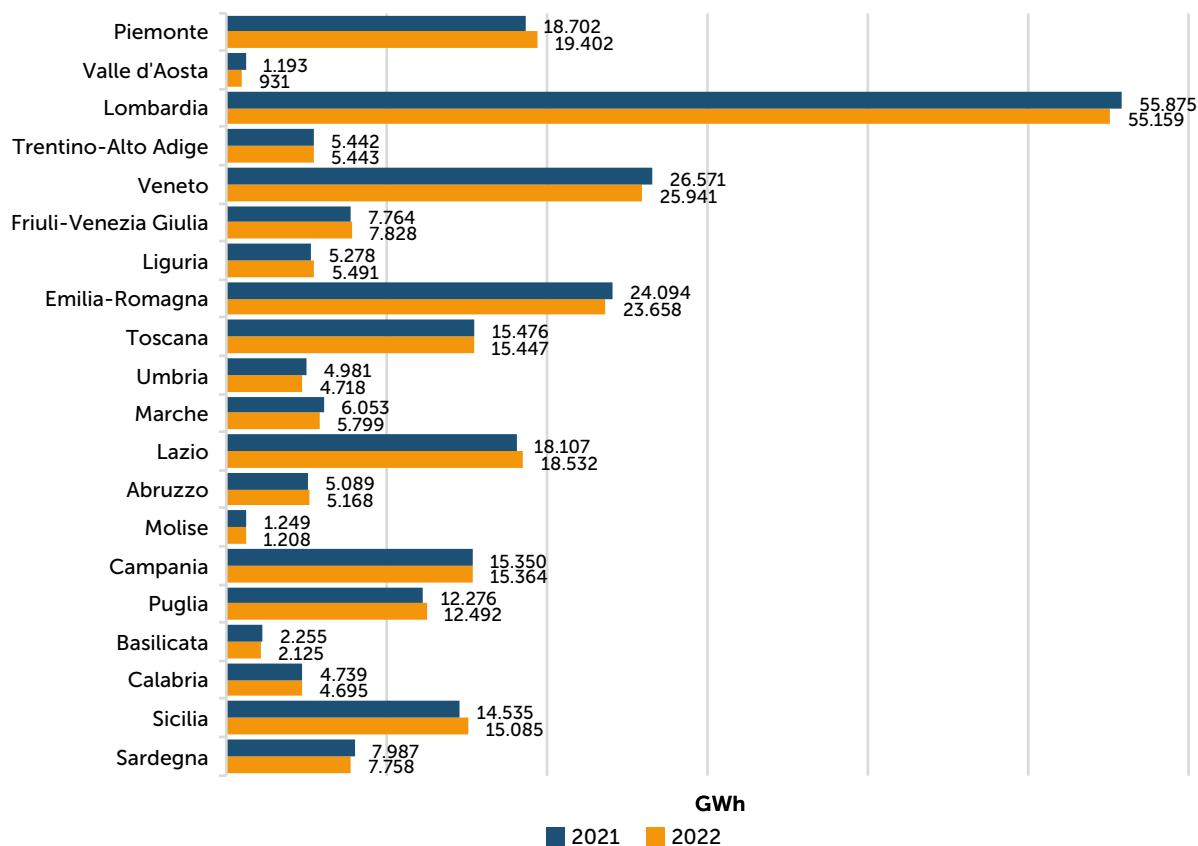
Analizzando i consumi elettrici sotto il profilo della tensione (Tav. 2.25), si osserva che anche nel 2022 il 51% dell'energia è stata venduta a clienti allacciati in bassa tensione, il 39% a clienti connessi in media tensione e il 10% in alta o altissima tensione. Naturalmente le percentuali si rovesciano 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 molto stabili nel tempo.

**TAV. 2.25** *Vendite finali di energia elettrica nel 2022 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

TENSIONE E TIPO CLIENTE	MAGGIOR TUTELA	TUTELE GRADUALI	SALVAGUARDIA	MERCATO LIBERO	TOTALE
<b>VOLUMI</b>					
<b>Bassa tensione</b>	<b>21.858</b>	<b>2.303</b>	<b>1.497</b>	<b>103.065</b>	<b>128.723</b>
<b>Domestico</b>	18.374	-	-	39.939	58.313
<b>Non domestico</b>	3.485	2.303	1.497	63.126	70.410
<b>Media tensione</b>	-	-	<b>2.555</b>	<b>95.632</b>	<b>98.188</b>
<b>Alta/altissima tensione</b>	-	-	<b>791</b>	<b>24.542</b>	<b>25.333</b>
<b>TOTALE</b>	<b>21.858</b>	<b>2.303</b>	<b>4.843</b>	<b>222.239</b>	<b>252.244</b>
<b>PUNTI DI PRELIEVO</b>					
<b>Bassa tensione</b>	<b>12.161</b>	<b>136</b>	<b>83</b>	<b>24.739</b>	<b>37.119</b>
<b>Domestico</b>	10.602	-	-	19.522	30.124
<b>Non domestico</b>	1.559	136	83	5.217	6.996
<b>Media tensione</b>	-	-	<b>5</b>	<b>101</b>	<b>106</b>
<b>Alta/altissima tensione</b>	-	-	<b>0,0</b>	<b>1,1</b>	<b>1</b>
<b>TOTALE</b>	<b>12.161</b>	<b>136</b>	<b>89</b>	<b>24.841</b>	<b>37.227</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La composizione degli acquisti tra i diversi mercati è, invece, un po' più variabile: nel 2022 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 17% dell'energia nel mercato di maggior tutela, il 2% nel servizio a tutele graduali, l'1% tramite il servizio di salvaguardia e l'80% nel mercato libero; le stesse quote nel 2021 vedevano un maggiore peso della maggior tutela (era al 30%), che è diminuito a favore del mercato libero (la cui quota era al 74%). I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno acquisito solo il 5% (8% del 2021) dell'energia nel mercato di maggior tutela, il 3% nel servizio a tutele graduali (7% nel 2021), il 2% (come nel 2021) in salvaguardia e il 90% nel mercato libero (85% nel 2021). Non vi sono, ovviamente, clienti allacciati in media o in alta tensione serviti in maggior tutela o nelle tutele graduali. La quota di energia fornita in regime di salvaguardia ai clienti connessi in media tensione (2,6%) è di poco inferiore a quella fornita ai clienti in alta o altissima tensione (3,1%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (96,9%), che fornisce anche il 97,4% dell'elettricità utilizzata dai clienti in media tensione.

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

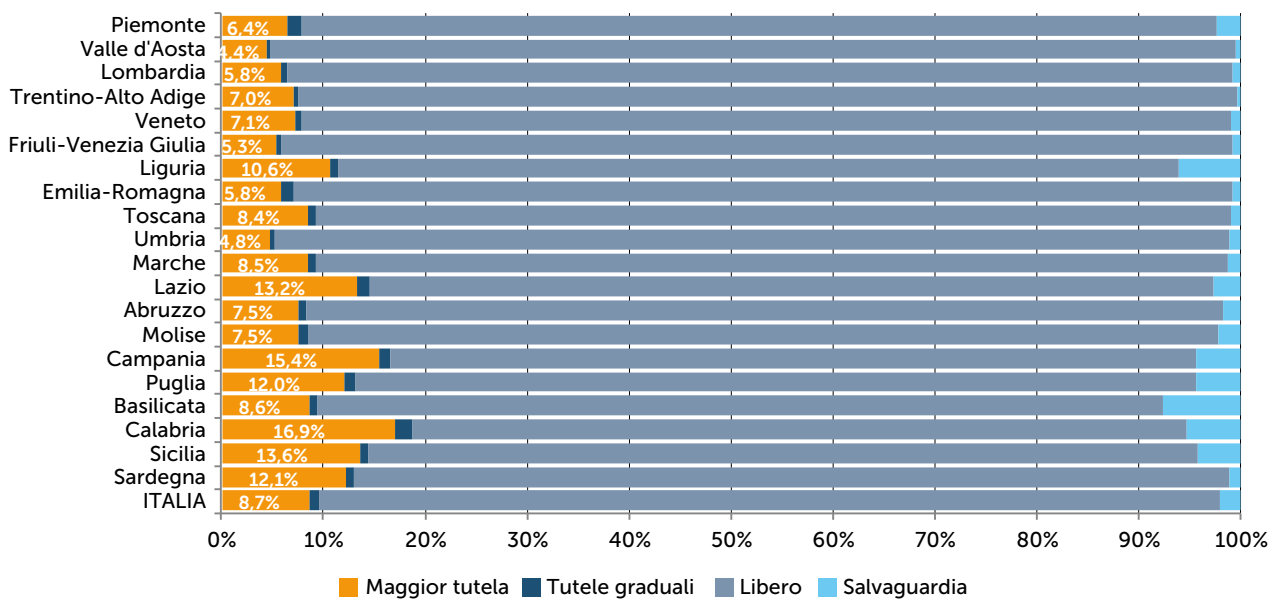
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nessun mutamento sostanziale emerge nei consumi del 2022 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 marcatamente 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 2021 i consumi sono diminuiti in 11 Regioni, aumentati in 7 Regioni e rimasti pressoché invariati in 2 Regioni. I cali più consistenti in termini assoluti si sono registrati: in Lombardia, dove i consumi sono scesi di 716 GWh, in Veneto (-631 GWh) e in Emilia-Romagna (-436 GWh). In termini percentuali, le riduzioni più ampie si sono registrate in Valle d'Aosta (-22%), in Basilicata (-6%) e Umbria (-5%). All'opposto, le Regioni in maggiore aumento sono risultate il Piemonte, la Liguria e la Sicilia (+4% in tutte e tre), il Lazio, l'Abruzzo e la Puglia (+2% in tutte e tre).

La ripartizione delle vendite di elettricità nei quattro mercati a livello territoriale (Fig. 2.15) mostra una quota del mercato libero largamente preponderante pressoché ovunque, seppure con divari regionali che si vanno lentamente colmando: la porzione di energia acquistata nel mercato libero risulta tendenzialmente più ampia nelle regioni centro-settentrionali, mentre nelle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela, delle tutele gradual e della salvaguardia sono spesso più estesi della media nazionale (come detto, pari all'8,7% nella maggior tutela, all'1,9% nelle tutele gradual, allo 0,9% nella salvaguardia e all'88,5% nel mercato libero).

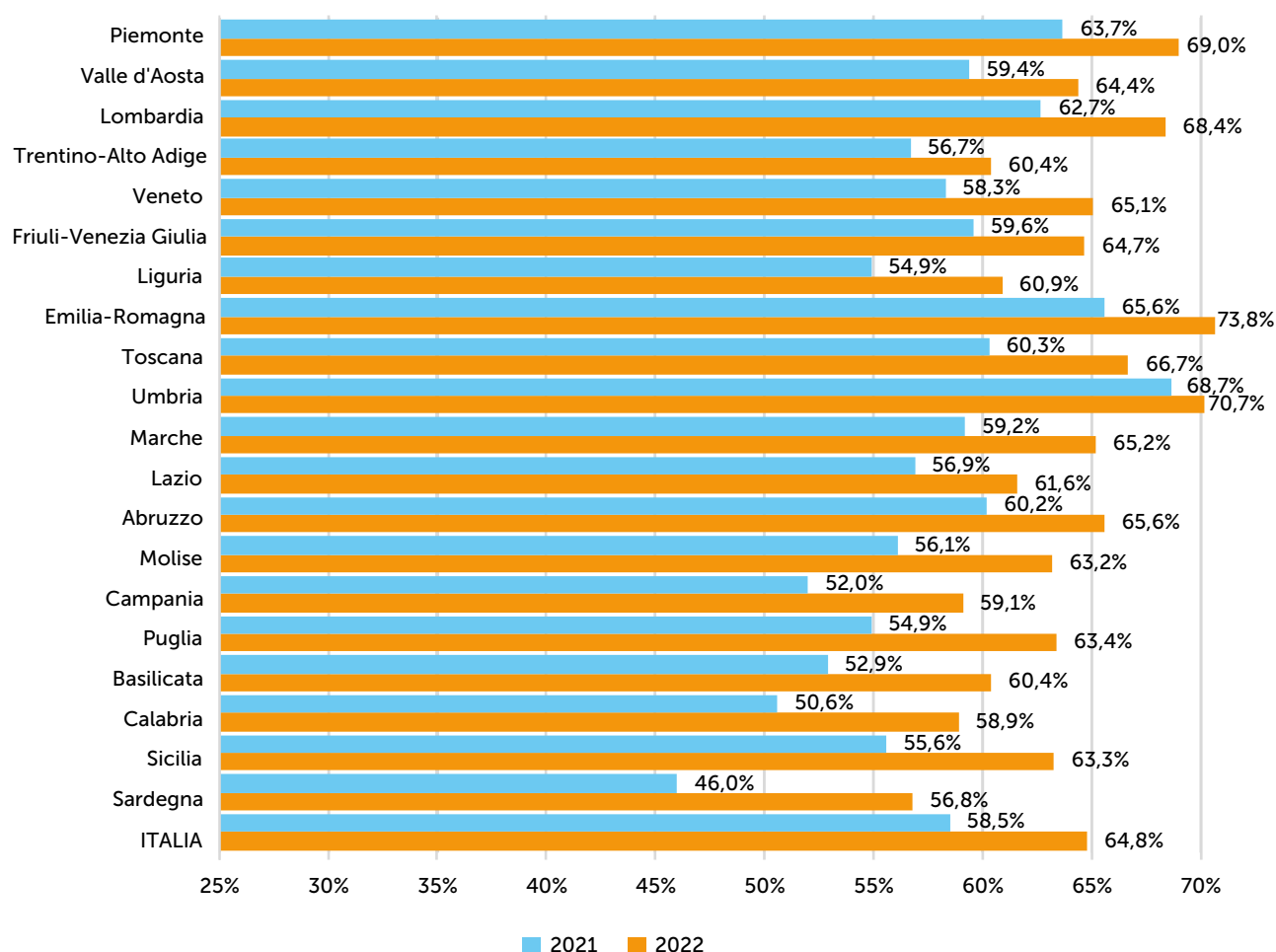
In particolare, Valle d'Aosta, Umbria, Friuli-Venezia Giulia e Lombardia risultano i territori con le quote di mercato libero più elevate (quattro o più punti percentuali sopra la media nazionale). Le Regioni in cui la quota del mercato libero ha raggiunto o superato l'85% nel 2022 restano 13 come nel 2021. La Regione Calabria mantiene, all'opposto, il primato della regione italiana con la più bassa percentuale di apertura del mercato, quest'anno pari al 76%, seppure anch'essa in costante crescita. Percentuali simili si riscontrano anche in Campania (79%) e Sicilia (81%). Calabria e Piemonte sono anche le Regioni in cui si sono osservate le più alte percentuali di energia fornita nell'ambito del servizio a tutele graduali.

**FIG. 2.15** Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2022



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.16 Clienti domestici serviti nel mercato libero per regione



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Interessante è, 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 mercato 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 2022 la quota delle famiglie che acquistano l'elettricità nel mercato libero ha superato il 50% in tutte le Regioni (nel 2021 mancava la Sardegna). Le Regioni in cui più del 65% dei punti di prelievo domestici è servito nel mercato libero, però, sono otto ed erano solo due nel 2021: Umbria ed Emilia-Romagna. In Umbria, che insieme all'Emilia-Romagna erano le uniche due Regioni in cui la quota dei punti domestici nel mercato libero era superiore al 50% già nel 2018, la porzione di consumatori domestici che si rivolge al mercato libero ha raggiunto nel 2022 il 73,8%, restando la più alta d'Italia.

In effetti anche nel 2022 l'attività di *switching*<sup>30</sup> è risultata molto elevata tra i consumatori, com'era logico attendersi in un periodo di prezzi in fortissima ascesa, che ha certamente stimolato i clienti del settore elettrico a spostarsi alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli.

30 L'analisi dei dati di *switching* nel mercato finale è basata anche per il 2022 sull'elaborazione dei dati raccolti presso i distributori di energia elettrica e quelli provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito dall'Acquirente unico.

Lo *switching* delle famiglie è nuovamente cresciuto, 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 17,9% dei clienti domestici – circa 5,3 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 23% del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 13,1% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2020 corrispondevano al 14,2% 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 in ripidissima ascesa 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 attesa entro gennaio 2024<sup>31</sup>, hanno probabilmente creato un clima di fermento e curiosità verso il mercato libero.

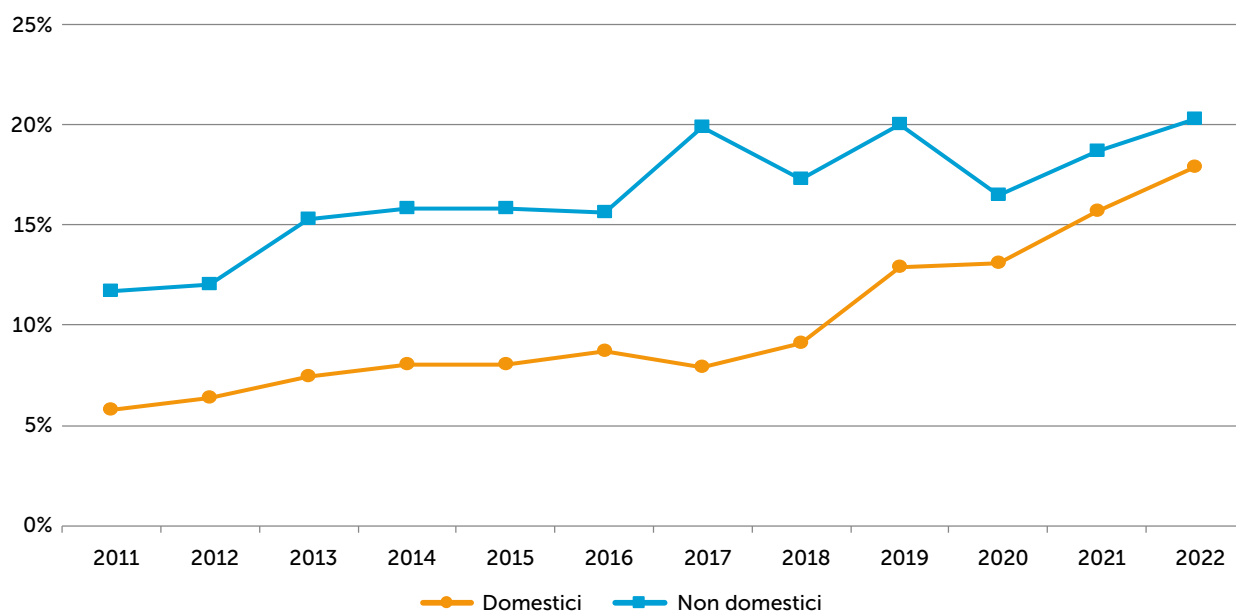
**TAV. 2.26** Tassi di *switching* nel settore elettrico per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2021		2022	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
<b>Domestico</b>	17,9%	15,7%	23,0%	17,9%
<b>Non domestico:</b>	22,4%	18,7%	25,5%	20,3%
<i>di cui:</i>				
- <i>bassa tensione</i>	29,4%	18,7%	31,7%	20,3%
- <i>media tensione</i>	20,5%	19,4%	24,1%	22,2%
- <i>alta e altissima tensione</i>	13,8%	26,1%	16,1%	33,8%
<b>TOTALE</b>	<b>21,3%</b>	<b>16,2%</b>	<b>24,9%</b>	<b>18,3%</b>

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

<sup>31</sup> La legge 29 dicembre 2021 ha fissato nel 10 gennaio 2024 la data entro la quale dovrà essere svolta la procedura competitiva tra i venditori per assegnare il servizio a tutele graduali per i clienti domestici. Pertanto, come indica la stessa legge, "in via transitoria e nelle more dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di vendita a tutele graduali, i clienti domestici continuano a essere riforniti di energia elettrica dal servizio di tutela".

FIG. 2.17 Tassi di switching nel settore elettrico dal 2011



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

Anche l'esclusione *ex lege* dal servizio di maggior tutela, avvenuta dal 1° gennaio 2021, per le piccole imprese e le micro-imprese (con potenza impegnata superiore a 15 kW) ha certamente avuto impatto sull'attività di *switching* dei clienti non domestici in bassa tensione, che ha evidenziato nel 2021 un ritmo piuttosto elevato. Tale ritmo, però, si è mantenuto – e anzi leggermente rafforzato – visto che nel 2022 il tasso di spostamento di questi clienti è salito al 20,3% (circa un punto e mezzo percentuale in più di quello registrato nel 2021).

Anche gli altri clienti non domestici hanno evidenziato un tasso di *switching* elevato e in aumento rispetto all'anno precedente: ha cambiato fornitore, infatti, il 22,2% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia pari al 24,1%) e il 33,8% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca del 16%. Complessivamente, nel 2022 hanno cambiato fornitore poco meno di 1,4 milioni di punti di prelievo non domestici. In termini di volumi sottesi, circa 48 TWh, che corrispondono al 25,5% dei volumi acquistati dai non domestici.

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 nelle Isole (20,3%), rispetto al Nord (17,4%) e al Centro (17,5%). Anche in termini di volumi totali si nota una lieve differenziazione, con le Regioni del Sud e Isole più attive (29,3%) rispetto alle Regioni del Centro (27,6%), e con il Nord che evidenzia un tasso relativamente più contenuto (22,3%).

Con le già menzionate eccezioni di Trentino e Valle d'Aosta, cui si aggiungono anche Veneto e Sardegna, le differenziazioni 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 17,2% al Nord, al 19,7% al Centro e al 17,8% al Sud e nelle 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. Più uniforme, invece, risulta l'attività misurata in termini di punti, con il Nord al 18,2%, il Centro al 21% e il Sud al 23%.

**TAV. 2.27** Tassi di switching nel settore elettrico per regione nel 2022

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	17,4%	22,2%	20,3%	26,8%	17,9%	25,8%
Valle d'Aosta	5,7%	8,4%	8,1%	7,2%	6,1%	7,4%
Lombardia	16,1%	19,6%	16,8%	21,3%	16,3%	21,0%
Trentino-Alto Adige	4,1%	4,3%	6,7%	9,1%	4,7%	8,3%
Veneto	24,1%	29,4%	22,4%	27,4%	23,8%	27,8%
Friuli-Venezia Giulia	18,0%	23,0%	19,5%	17,5%	18,3%	18,2%
Liguria	16,9%	22,0%	18,0%	23,4%	17,1%	23,0%
Emilia-Romagna	15,8%	20,2%	17,9%	22,3%	16,2%	21,9%
Toscana	18,5%	23,5%	22,3%	30,1%	19,3%	28,5%
Umbria	17,2%	22,3%	25,6%	24,8%	18,8%	24,4%
Marche	19,2%	25,1%	23,4%	35,0%	20,1%	32,7%
Lazio	14,7%	18,3%	18,5%	29,4%	15,4%	25,9%
Abruzzo	19,7%	27,2%	28,1%	31,1%	21,1%	30,2%
Molise	20,1%	29,3%	25,2%	42,3%	21,0%	39,6%
Campania	18,9%	24,4%	22,6%	33,5%	19,6%	30,5%
Puglia	21,7%	28,4%	24,6%	33,5%	22,3%	31,8%
Basilicata	18,7%	25,4%	19,2%	15,7%	18,8%	17,8%
Calabria	18,1%	25,3%	20,9%	30,4%	18,6%	28,3%
Sicilia	18,1%	23,6%	21,2%	30,0%	18,6%	27,5%
Sardegna	23,1%	31,4%	24,2%	26,5%	23,3%	28,1%
ITALIA	17,9%	23,0%	20,3%	25,5%	18,3%	24,9%
Nord	17,2%	21,6%	18,2%	22,4%	17,4%	22,3%
Centro	19,7%	24,5%	21,0%	29,9%	17,5%	27,6%
Sud e Isole	17,8%	24,1%	23,0%	31,0%	20,3%	29,3%

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

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2022 (Tav. 2.28) non presenta cambi di posizione eclatanti.

Il gruppo Enel rimane, come sempre, l'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, quest'anno con una quota in aumento al 36,2%, dal 34,4% del 2021 (dopo diversi anni di leggera discesa), grazie a un incremento delle vendite totali del gruppo discretamente positivo, pari al 4,8%. Tale variazione è frutto, a sua volta, di andamenti differenziati nei vari segmenti di mercato, dove a fronte di crescite molto consistenti nelle vendite ai



clienti in media tensione (19%) e in alta tensione (31,5%), risultano invece riduzioni di quelle ai domestici (-6,3%) e una crescita molto più modesta tra i non domestici in bassa tensione (+3%). Queste variazioni hanno ulteriormente eroso la predominanza del gruppo Enel nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, che è rimasta comunque elevata: il 45,4% di questo mercato è infatti servito da Enel (era il 46,6% nel 2021, ma anche 49,6% nel 2020). Pertanto, 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 anche largamente distante da quella del gruppo inseguitore.

**TAV. 2.28** Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2022 (in GWh)

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
		BT	MT	AT/AAT			
Enel	34.427	24.013	25.358	7.553	91.351	36,2%	1°
A2A	2.110	5.076	8.906	1.858	17.950	7,1%	2°
Edison	1.364	2.790	6.424	2.863	13.440	5,3%	3°
Axpo Group	302	2.465	6.003	3.918	12.688	5,0%	4°
Hera	2.003	3.902	5.864	172	11.941	4,7%	5°
Eni	4.915	1.449	4.382	820	11.565	4,6%	6°
Acea	1.818	2.029	3.178	176	7.201	2,9%	7°
Engie	586	209	2.270	3.514	6.578	2,6%	8°
Alperia	412	1.130	4.087	523	6.151	2,4%	10°
Iren	1.780	1.786	1.295	223	5.084	2,0%	13°
E.On	666	1.338	2.824	5	4.833	1,9%	11°
Agsm Aim	521	1.997	2.101	95	4.715	1,9%	16°
Duferco	128	1.145	1.406	1.625	4.304	1,7%	9°
Repower	0	2.014	2.017	51	4.082	1,6%	14°
Egea	211	1.112	2.578	139	4.039	1,6%	12°
Dolomiti Energia	705	1.576	1.556	6	3.843	1,5%	15°
Nova Coop	38	925	2.361	29	3.352	1,3%	17°
Iberdrola	250	1.140	1.232	4	2.625	1,0%	19°
Sorgenia	442	1.195	904	55	2.595	1,0%	21°
Alpiq	0	47	2.196	305	2.548	1,0%	18°
Altri operatori	5.637	13.074	11.246	1.402	31.359	12,4%	-
<b>TOTALE OPERATORI</b>	<b>58.313</b>	<b>70.410</b>	<b>98.188</b>	<b>25.333</b>	<b>252.244</b>	<b>100%</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Con una quota del 7,1%, il gruppo A2A si è confermato nella seconda posizione della classifica complessiva, posizione che ha raggiunto nel 2021, superando il gruppo Edison, da sempre il primo gruppo inseguitore dell'*incumbent*. Nel 2022 le vendite del gruppo A2A sono cresciute complessivamente di oltre 2 TWh (+12,6%), in tutti i segmenti e in modo particolare in quello dei clienti non domestici in alta o altissima tensione (+68%) e in bassa tensione (+14%). Il gruppo ha significativamente aumentato anche le vendite ai clienti domestici (+3,8%), pertanto anche nel segmento del *mass market* ha conservato la seconda posizione (con una quota del 5,6%), conquistata nel 2021 superando i gruppi Eni e Hera.

È rimasto quindi in terza posizione il gruppo Edison, con una quota complessiva del 5,3% del mercato totale (stesso valore nel 2021), nonostante un aumento complessivo delle vendite dell'1%. Le maggiori quantità di energia vendute ai clienti domestici e non domestici in bassa o media tensione, 783 GWh in più del 2021, sono state in parte compensate dalle minori quantità vendute ai clienti non domestici in alta tensione (-650 GWh).

Sono rimasti saldi al quarto e al quinto posto della classifica generale anche i gruppi Axpo (con la quota del 5%) e Hera, con la quota del 4,7%. Axpo Group è particolarmente rilevante nelle vendite ai clienti non domestici in alta e altissima tensione, dove è secondo solo al gruppo Enel con una quota pari a circa la metà dell'*incumbent*. Il gruppo Hera, invece, è importante soprattutto nelle vendite ai clienti non domestici in bassa tensione, dove con una quota del 5,5% è in terza posizione, dopo Enel e A2A.

Il gruppo Eni ha mantenuto la sesta posizione, con una quota del 4,6%, nonostante un aumento delle vendite complessive di quasi 1 TWh (+9%), così come i gruppi Acea ed Engie hanno conservato il posto (rispettivamente il settimo e l'ottavo) già evidenziato lo scorso anno.

Scendendo nella classifica, risulta che nel 2022 hanno guadagnato terreno i gruppi Alperia, Iren, Agsm Aim, Dolomiti Energia, Iberdrola e Sorgenia, mentre hanno perso qualche posizione i gruppi Duferco, Egea ed Alpiq.

A seguito dei movimenti della classifica appena commentati, nel 2022 il livello di concentrazione del mercato totale è tornato a crescere leggermente, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è salito al 48,7% delle vendite complessive, mentre era al 46% nel 2021. L'indice HHI è salito a 1.510 da 1.375 registrato nel 2021, sfiorando la prima soglia di attenzione di 1.500. 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 tuttavia rimasto invariato a 12.

Analizzando i vari segmenti, si osserva che nel 2022 la concentrazione del mercato domestico è marginalmente diminuita, rimanendo a un livello elevato: il C3 è sceso dal 71,4% al 71,1%, il C5 è diminuito dal 78% al 77,6%, e l'HHI è passato da 3.773 a 3.614. Come già in parte accennato, il 59% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel; con una quota dell'8,4%, il secondo gruppo è Eni; mentre nelle posizioni successive si trovano, nell'ordine, i gruppi A2A (3,6%), Hera (3,4%) e Acea (3,3%).

Un andamento simile della concentrazione si registra nel *mass market*, dove le tre misure hanno registrato minimi progressi: il C3 è rimasto invariato al 56%, il C5 è passato dal 63,4% al 63,7%, e l'indice HHI è appena sceso da 2.282 a 2.192. Il primo operatore, come detto, è Enel con il 45,5%, seguito da A2A con il 5,6%, Eni con il 4,9%, Hera (4,6%) ed Edison (3,2%).

Anche nel caso delle vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 34,1% (identica all'anno precedente), rimane ben distanziata dal 7,2% del secondo, che è il gruppo A2A. Seguono Hera con il 5,5%, Edison con il 4,0% e Axpo Group con il 3,5%. L'indice HHI è passato da 1.325 a 1.340.

Nel segmento della media tensione dopo il gruppo Enel, con una quota del 25,8%, i gruppi inseguitori sono tutti abbastanza vicini tra loro: si trovano, infatti, A2A con il 9,1%, Edison con il 6,5%, Axpo Group con il 6,1% ed Hera con il 6,0%. L'indice HHI, molto basso, è lievemente salito da 791 a 966.

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 29,8%, e la distanza con i gruppi successivi è relativamente modesta. Al secondo posto, infatti, si trova Axpo Group con il 15,5%, al terzo posto si trova Engie con il 13,9%, al quarto posto Edison con l'11,3% e al quinto A2A con il 7,3%. L'indice HHI segnala un aumento di concentrazione da 1.283 a 2.192.

## Servizio di maggior tutela

Nel 2022 i consumatori domestici, una parte delle micro-imprese<sup>32</sup> e le altre utenze<sup>33</sup> servite in bassa tensione con potenza impegnata inferiore a 15 kW 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. In base a quanto stabilito dalla legge<sup>34</sup>, il servizio di maggior tutela terminerà per tutti i clienti, anche domestici, il 10 gennaio 2024. Nel 2021 il servizio è terminato per le piccole imprese<sup>35</sup> e le micro-imprese più grandi<sup>36</sup>; per tali soggetti dal 1° luglio 2021 è attivo il Servizio a tutele gradualmente, oggetto del successivo paragrafo.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2022 sono stati venduti, nel servizio di maggior tutela, 21,9 TWh a circa 12,2 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2021, i consumi sono scesi di 6,4 TWh (-22,6%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 2 milioni di unità (-14,4%) (Tav. 2.29).

**TAV. 2.29** Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
<b>Domestici</b>	23.860	18.374	-23,0%	12.396,6	10.601,9	-14,5%
<b>Residenti</b>	21.187	16.166	-23,7%	9.688,4	8.213,3	-15,2%
<b>Non residenti</b>	2.673	2.208	-17,4%	2.708,2	2.388,6	-11,8%
<b>Non domestici</b>	4.398	3.485	-20,8%	1.802,1	1.558,9	-13,5%
<b>Illuminazione pubblica</b>	29	11	-60,3%	2,6	3,2	24,2%
<b>Altri usi</b>	4.369	3.473	-20,5%	1.799,5	1.555,7	-13,6%
<b>TOTALE</b>	<b>28.258</b>	<b>21.858</b>	<b>-22,6%</b>	<b>14.198,7</b>	<b>12.160,8</b>	<b>-14,4%</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>32</sup> Sono micro-imprese i soggetti produttivi con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

<sup>33</sup> Clienti non domestici diversi dalle micro-imprese.

<sup>34</sup> Art. 1, comma 60, della legge 4 agosto 2017, n. 124 e s.m.i.

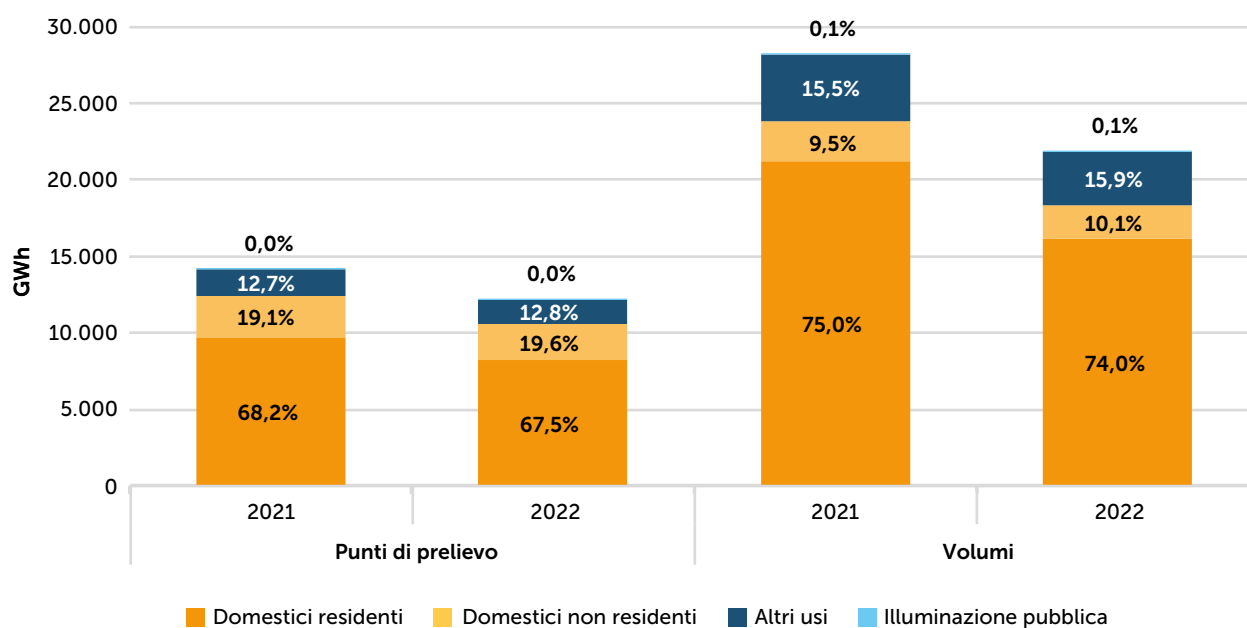
<sup>35</sup> Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono "piccole imprese" i clienti finali, alimentati in bassa tensione e diversi dai clienti domestici, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

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

Nel corso dell'anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,8 milioni di clienti domestici (-14,5%) e 0,2 milioni di clienti non domestici (-13,5%). Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1,5 milioni, -15,2%) è proporzionalmente superiore a quella dei non residenti (0,3 milioni, -11,8%). Ancora più consistenti le diminuzioni nelle quantità vendute (-23,7% i residenti e -17,4% i non residenti), che indicano un rilevante calo nei consumi unitari.

I clienti non domestici presentano una evoluzione analoga ai domestici, con una diminuzione del 13,5% nel numero di punti serviti e del 20,8% nelle quantità vendute. In controtendenza i punti serviti dell'illuminazione pubblica, ma si tratta ormai di una categoria veramente residuale (meno dello 0,1% sia in termini di punti che di volumi). Per quanto sopra illustrato, non sono cambiate sensibilmente, rispetto al 2021, le quote delle varie categorie sul consumo totale. L'84,1% dei volumi (18,4 TWh) è stato acquistato dalla clientela domestica (era l'84,4% nel 2021), la quale, in termini di numerosità (10,6 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'87,2% del totale (Fig. 2.18), quota sostanzialmente identica all'anno precedente. Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti rappresentano il 77,5% dei punti di prelievo e l'88% dei consumi.

**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 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
<b>Monoraria</b>	212	1,0%	95	0,8%
<b>Bioraria</b>	18.234	83,4%	10.530	86,6%
<b>Multioraria</b>	3.413	15,6%	1.536	12,6%
<b>TOTALE</b>	<b>21.858</b>	<b>100,0%</b>	<b>12.161</b>	<b>100,0%</b>

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 99,2% dei punti di prelievo (Tav. 2.30).

A quasi tutti i clienti domestici (99,3%) 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 0,7% 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 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
<b>Domestici residenti</b>	<b>16.166</b>	<b>73,96%</b>	<b>8.213</b>	<b>67,54%</b>
Monoraria	114	0,52%	51	0,42%
Bioraria	16.051	73,43%	8.163	67,12%
<b>Domestici non residenti</b>	<b>2.208</b>	<b>10,10%</b>	<b>2.389</b>	<b>19,64%</b>
Monoraria	33	0,15%	24	0,20%
Bioraria	2.175	9,95%	2.365	19,45%
<b>Illuminazione pubblica</b>	<b>11</b>	<b>0,05%</b>	<b>3</b>	<b>0,03%</b>
Monoraria	11	0,05%	3	0,03%
Multioraria	1	0,00%	0	0,00%
<b>Altri usi</b>	<b>3.473</b>	<b>15,89%</b>	<b>1.556</b>	<b>12,79%</b>
Monoraria	54	0,25%	17	0,14%
Bioraria	8	0,03%	3	0,02%
Multioraria	3.412	15,61%	1.536	12,63%
<b>TOTALE</b>	<b>21.858</b>	<b>100,00%</b>	<b>12.161</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

**TAV. 2.32** Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2022 (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
<b>Domestici residenti</b>	<b>16.166</b>	<b>88,0%</b>	<b>8.213</b>	<b>77,5%</b>	<b>1.968</b>
0-1.000 kWh	1.005	5,5%	1.909	18,0%	527
1.000-1.800 kWh	3.351	18,2%	2.379	22,4%	1.409
1.800-2.500 kWh	3.714	20,2%	1.740	16,4%	2.135
2.500-3.500 kWh	3.900	21,2%	1.329	12,5%	2.934
3.500-5.000 kWh	2.517	13,7%	617	5,8%	4.080
5.000-15.000 kWh	1.540	8,4%	233	2,2%	6.608
> 15.000 kWh	137	0,7%	6	0,1%	24.217

(segue)

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
<b>Domestici non residenti</b>	<b>2.208</b>	<b>12,0%</b>	<b>2.389</b>	<b>22,5%</b>	<b>924</b>
0-1.000 kWh	548	3,0%	1.735	16,4%	316
1.000-1.800 kWh	431	2,3%	319	3,0%	1.349
1.800-2.500 kWh	294	1,6%	139	1,3%	2.125
2.500-3.500 kWh	281	1,5%	96	0,9%	2.939
3.500-5.000 kWh	227	1,2%	55	0,5%	4.124
5.000-15.000 kWh	298	1,6%	41	0,4%	7.346
> 15.000 kWh	130	0,7%	4	0,0%	28.922
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>18.374</b>	<b>100%</b>	<b>10.602</b>	<b>100%</b>	<b>1.733</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2022 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.733 kWh/anno (Tav. 2.32), nettamente inferiore ai 1.925 kWh registrati nel 2021 (-10%).

Nell'ambito dei clienti domestici, la parte preponderante (77,5%) è costituita dai residenti, per i quali si registra un consumo unitario di 1.968 kWh, in calo (-10%) rispetto ai 2.187 kWh dell'anno precedente; nettamente inferiore, come di consueto, il livello di consumo unitario dei non residenti, pari a 924 kWh, e anch'esso in diminuzione, in misura meno marcata (-6,3%), rispetto all'anno precedente (987 kWh).

Si osserva, inoltre, che nell'ambito dei clienti residenti, ovvero la categoria più numerosa dei domestici in maggior tutela, la quasi totalità (89,6%) appartiene alle prime quattro classi di consumo: acquista, cioè, al massimo 3.500 kWh/anno. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo dei non residenti (per lo più seconde case), prevalgono bassi consumi unitari: il 72,6% di tali clienti ricade nella prima classe (meno di 1.000 kWh/anno) e il 91,8% non supera i 2.500 kWh/anno.

**TAV. 2.33** *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2022 (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e consumi medi in kWh)*

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
<b>Monoraria</b>	<b>16.166</b>	<b>88,0%</b>	<b>8.213</b>
0-1.000 kWh	1.005	5,5%	1.909
1.000-1.800 kWh	3.351	18,2%	2.379
1.800-2.500 kWh	3.714	20,2%	1.740
2.500-3.500 kWh	3.900	21,2%	1.329
3.500-5.000 kWh	2.517	13,7%	617
5.000-15.000 kWh	1.540	8,4%	233
> 15.000 kWh	137	0,7%	6
<b>Bioraria</b>	<b>2.208</b>	<b>12,0%</b>	<b>2.389</b>
0-1.000 kWh	548	3,0%	1.735
1.000-1.800 kWh	431	2,3%	319

(segue)

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
1.800-2.500 kWh	294	1,6%	139
2.500-3.500 kWh	281	1,5%	96
3.500-5.000 kWh	227	1,2%	55
5.000-15.000 kWh	298	1,6%	41
> 15.000 kWh	130	0,7%	4
<b>TOTALE</b>	<b>18.374</b>	<b>100%</b>	<b>10.602</b>

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 risultano lievemente più elevati i consumi dei clienti con contratto biorario (+7,5%), mentre nelle due classi più grandi accade l'opposto: da 5.000 a 15.000 kWh, differenza -10,4%; oltre 15.000 kWh, differenza -17,2%.

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.

**TAV. 2.34** Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

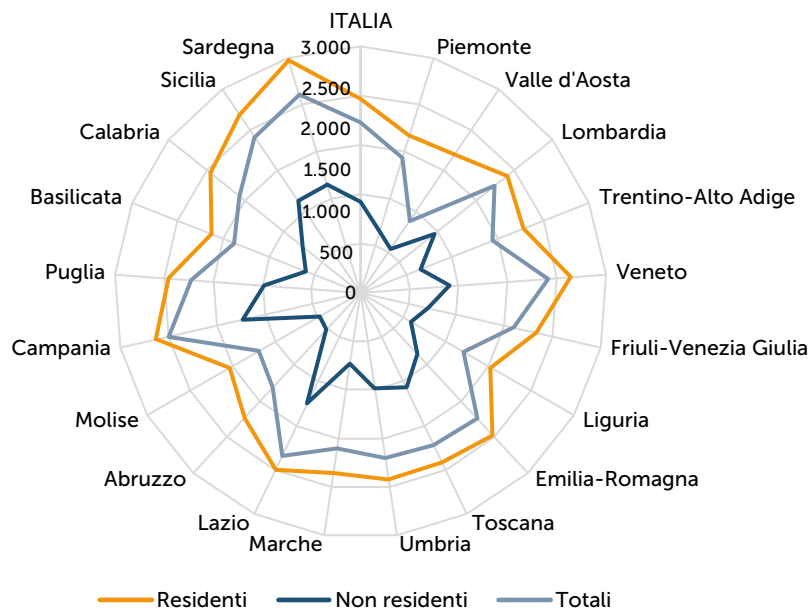
REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	932	557	111	170	1.043	727
Valle d'Aosta	19	11	15	27	34	38
Lombardia	2.500	1.310	251	262	2.751	1.573
Trentino-Alto Adige	269	151	43	66	313	217
Veneto	1.472	687	142	155	1.614	843
Friuli-Venezia Giulia	335	183	34	48	369	231
Liguria	409	269	83	139	492	408
Emilia-Romagna	1.054	533	118	139	1.172	672
Toscana	938	490	163	152	1.101	642
Umbria	167	87	26	26	192	113
Marche	379	205	42	58	421	263
Lazio	1.694	849	283	226	1.977	1.075
Abruzzo	284	163	45	87	328	250
Molise	66	43	10	21	76	64
Campania	1.724	808	173	140	1.896	948
Puglia	1.071	546	169	172	1.240	718
Basilicata	138	85	16	27	154	112
Calabria	571	293	100	133	671	426
Sicilia	1.451	663	263	233	1.714	896
Sardegna	693	280	123	108	816	387
<b>ITALIA</b>	<b>16.166</b>	<b>8.213</b>	<b>2.208</b>	<b>2.389</b>	<b>18.374</b>	<b>10.602</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La Lombardia si conferma la Regione più rilevante, in cui è localizzato il 14,8% dei punti di prelievo. Seguono il Lazio (10,1%), la Campania (8,9%), la Sicilia (8,5%), il Veneto (7,9%), il Piemonte (6,9%), la Puglia (6,8%), l'Emilia-Romagna (6,3%) e la Toscana (6,1%). Nove Regioni presentano una quota compresa tra il 4,1% 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, Abruzzo, Liguria, Molise, Calabria, Trentino-Alto Adige, Sardegna e Sicilia 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, Veneto, Lombardia e Campania sono le Regioni in cui la quota di clienti non residenti è più bassa e compresa tra il 16,7% e il 14,8%.

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 Sardegna, dove supera di 507 kWh la media nazionale. Viceversa, la regione con il consumo unitario più basso è la Liguria, dove si acquistano 446 kWh in meno della media nazionale. Altre Regioni che mostrano valori sensibilmente differenti dalla media nazionale sono la Sicilia (+220 kWh), il Veneto (+174 kWh) e la Campania (+166 kWh) in positivo, mentre si discostano in negativo l'Abruzzo (-229 kWh), la Valle d'Aosta (-264 kWh), il Piemonte (-294 kWh), la Basilicata (-346 kWh), il Molise (-436 kWh) e la Liguria (-446 kWh).

**FIG. 2.19** Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2022



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 punti di prelievo serviti (1,6 milioni) e dei relativi volumi (circa 3,5 TWh).



**TAV. 2.35** *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	1.469	42,3%	1.378	88,6%	1.066
5-10 MWh	756	21,8%	108	7,0%	6.979
10-15 MWh	423	12,2%	35	2,2%	12.201
15-20 MWh	280	8,1%	16	1,0%	17.315
20-50 MWh	497	14,3%	18	1,2%	27.507
50-100 MWh	38	1,1%	1	0,0%	60.852
100-500 MWh	7	0,2%	0	0,0%	163.619
500-2.000 MWh	3	0,1%	0	0,0%	750.196
2.000-20.000 MWh	0	0,0%	0	0,0%	2.146.300
<b>TOTALE</b>	<b>3.473</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.556</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.233</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Circa il 42% dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (< 5 MWh/anno), che costituiscono l'89% della platea di tali consumatori. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende il 7% dei punti di prelievo e assorbe il 22% dell'elettricità venduta. Pertanto, il 96% dei clienti non domestici ha consumi annui che non superano i 10 MWh.

La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi) è illustrata nella tavola 2.36. Anche in questo caso la Lombardia risulta la Regione più importante in termini di punti di prelievo (12,1%), seguita a breve distanza da Campania (10,9%) e Lazio (10,4%); queste tre Regioni presentano, in termini di volumi acquistati, quote ancora più prossime e comprese tra il 12,4% e il 13,6% del totale nazionale. Immediatamente alle loro spalle la Sicilia, con un'incidenza vicina al 10% sia in termini di punti serviti che di volumi. Seguono: Puglia, Emilia-Romagna, Toscana, Veneto e Piemonte, con quote decrescenti e comprese tra l'8,7% e il 5,9% dei punti di prelievo.

**TAV. 2.36** *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)*

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	190	92	2.056
Valle d'Aosta	7	4	1.870
Lombardia	432	189	2.286
Trentino-Alto Adige	67	27	2.474
Veneto	237	108	2.185
Friuli-Venezia Giulia	46	24	1.948
Liguria	92	52	1.768
Emilia-Romagna	208	109	1.906
Toscana	200	107	1.863
Umbria	32	19	1.695

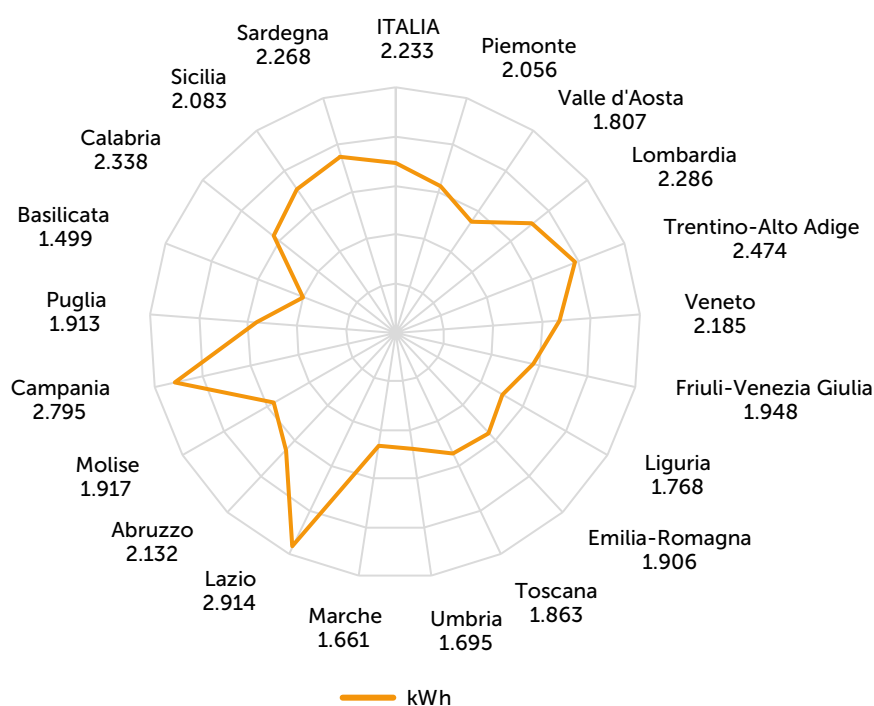
(segue)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Marche	68	41	1.661
Lazio	473	162	2.914
Abruzzo	60	28	2.132
Molise	14	7	1.917
Campania	472	169	2.795
Puglia	260	136	1.913
Basilicata	29	20	1.499
Calabria	123	59	2.083
Sicilia	337	148	2.268
Sardegna	125	53	2.369
ITALIA	3.473	1.556	2.233

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche per i clienti non domestici si osservano valori di consumo *pro capite* inferiori all'anno precedente: la media nazionale, pari a 2.233 kWh, presenta un calo (8%) rispetto al 2021 (2.428 kWh), simile a quello riscontrato per i domestici (10%). Rispetto a questi ultimi, si riscontra una maggiore differenziazione regionale: in particolare presentano valori più elevati della media la Campania e il Lazio, i cui consumi medi risultano superiori, rispettivamente, di 680 e 562 kWh, mentre al contrario, i valori più bassi si osservano in Liguria, Umbria, Marche e Basilicata, dove il consumo unitario è marcatamente inferiore alla media nazionale (rispettivamente di 465, 537, 572 e 733 kWh), come si può osservare nella figura 2.20.

**FIG. 2.20** Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2022



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per i clienti con altri usi la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98,7% dei punti di prelievo e al 98,2% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda l'1,1% dei punti di prelievo e l'1,6% dell'energia. Ancora più marginale è la quota della tariffa bioraria, con cui viene fatturato lo 0,2% dei clienti e dell'energia acquistata.

Infine, per quanto riguarda il segmento della maggior tutela relativo all'illuminazione pubblica, nella tavola 2.37 è indicata la ripartizione dell'energia (11,4 GWh), in diminuzione del 60,3% rispetto all'anno precedente, e dei punti di prelievo (circa 3.200), in aumento del 24,2%. Il consumo unitario medio, pari a 3.514 kWh, è un terzo (-68,1%) di quello del 2021 (11.000 kWh).

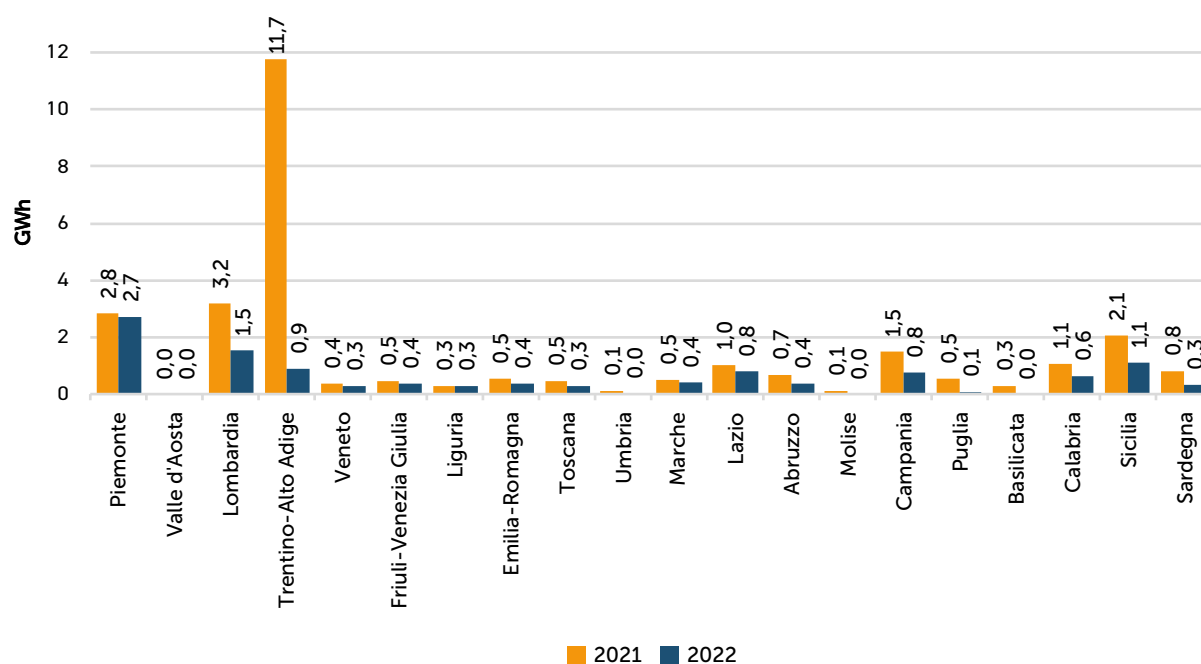
Circa l'85% dei punti di prelievo ricade nella classe di consumo più piccola (fino a 5 MWh), che assorbe però meno dell'11% dell'energia venduta per illuminazione pubblica; l'insieme delle prime tre classi di consumo (da 0 a 15 MWh) raccoglie invece il 94% dei punti di prelievo e il 34% dell'energia. La parte rimanente di tale energia riguarda principalmente i punti di prelievo delle classi di consumo tra 15 e 100 MWh, che assorbono più della metà (55%) dei consumi, benché comprendano solo il 6% dei punti.

Nella figura 2.21 si può osservare l'energia acquistata, tramite il servizio di maggior tutela, per l'illuminazione pubblica nel 2021 e nel 2022, con la ripartizione tra le Regioni. I volumi maggiori si osservano in Piemonte (3 GWh). Ovviamente, una visione complessiva richiede l'unione di quanto illustrato sopra con l'evoluzione di questo segmento di consumo nel servizio a tutele gradualmente e nel mercato libero.

**TAV. 2.37** *Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	1,2	10,74%	2,744	84,79%	445
5-10 MWh	1,3	11,85%	0,186	5,75%	7.245
10-15 MWh	1,3	11,86%	0,110	3,40%	12.241
15-20 MWh	0,9	7,80%	0,052	1,60%	17.117
20-50 MWh	3,1	27,25%	0,107	3,31%	28.957
50-100 MWh	2,3	20,11%	0,033	1,02%	69.149
100-500 MWh	0,3	3,04%	0,003	0,10%	110.518
500-2.000 MWh	0,8	7,37%	0,001	0,03%	837.801
<b>TOTALE</b>	<b>11,4</b>	<b>100,00%</b>	<b>3,236</b>	<b>100,00%</b>	<b>3.514</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di avere svolto il servizio di maggior tutela nel 2022 sono stati 109, tre in meno rispetto al 2021. Le operazioni societarie più rilevanti che hanno riguardato gli esercenti del servizio nel corso del 2022 sono le seguenti:

- il 1° gennaio il comune di Castello-Molina di Fiemme ha ceduto l'attività svolta nel proprio territorio a Dolomiti Energia;
- il 1° gennaio Agsm Energia ha incorporato AIM Energy e ha assunto la denominazione Agsm Aim Energia;
- il 10 maggio Impresa Produzione Energia Elettrica di Pesenti F. E C. ha assunto la denominazione Impresa Produzione Energia Elettrica Pesenti;
- il 1° ottobre Acinque Energia ha rilevato le attività di Acel Energie, nell'ambito dello stesso gruppo societario (Acsm-Agam, ridenominato Acinque).

La tavola 2.38 illustra, infine, le prime 15 imprese che hanno gestito nel 2022 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'85,2 (1,4 punti in meno del 2021), a fronte degli aumenti di Acea Energia (+0,8), A2A Energia (+0,2), Iren Mercato (+0,2) e Dolomiti Energia (+0,1). Gli operatori che seguono detengono quote inferiori all'1%, come nel 2021, e presentano qualche spostamento in elenco: migliora il posizionamento di Agsm, grazie all'unione con Aim, che le permette di sopravanzare Amet; salgono anche SIPPIC (due posizioni) e Odoardo Zecca, che entra nella lista dei primi 15. Gli esercenti che non sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,3% del servizio di maggior tutela, come nell'anno precedente.

**TAV. 2.38** Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2022 (volumi in GWh)

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Servizio Elettrico Nazionale	18.622	85,2%	1°
Acea Energia	1.338	6,1%	2°
A2A Energia	625	2,9%	3°
Iren Mercato	280	1,3%	4°
Dolomiti Energia	188	0,9%	5°
Alperia Smart Services	111	0,5%	6°
Estenergy	87	0,4%	7°
Hera Comm	82	0,4%	8°
Agsm Aim Energia	65	0,3%	10°
Amet	46	0,2%	9°
CVA Energie	39	0,2%	11°
Prometeo	25	0,1%	13°
SIPPIC	24	0,1%	15°
Asm Bressanone	24	0,1%	14°
Odoardo Zecca	18	0,1%	16°
Altri esercenti	286	1,3%	-
<b>TOTALE</b>	<b>21.858</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Si registrano lievi diminuzioni nella misura del grado di concentrazione, in termini sia di indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, calata al 94,2%, -0,4), sia di indice HHI, sceso da 7.540 a 7.307 (si ricorda che il valore di 10.000 indica la concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore).

## Servizio a tutele graduali

Dal 1° gennaio 2021 le micro-imprese<sup>37</sup> titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW e le piccole imprese<sup>38</sup> devono rifornirsi nel mercato libero dell'energia elettrica. Per garantire la continuità della fornitura a quelle tra loro che non hanno ancora scelto un'offerta nel mercato libero e lasciare a questi clienti il tempo necessario per scegliere quella più adatta alle proprie esigenze, l'Autorità ha introdotto il servizio a tutele graduali (descritto in dettaglio nella *Relazione Annuale* dello scorso anno). Fino al 30 giugno 2021, il servizio a tutele graduali è stato erogato dall'esercente la maggior tutela. Dal 1° luglio 2021 e per tre anni il servizio viene erogato da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali per ciascuna delle 4 aree territoriali appositamente definite, come indicato nella tavola 2.39.

<sup>37</sup> Soggetti con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

<sup>38</sup> 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.

**TAV. 2.39** Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per il periodo 1° luglio 2021-30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale

AREA TERRITORIALE	FORNITORE DEL SERVIZIO A TUTELE GRADUALI
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 condizioni contrattuali del servizio corrispondono a quelle delle Offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (Offerte PLACET), definite dall'Autorità<sup>39</sup>. Le condizioni economiche relative alla spesa per la materia energia 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.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2022 sono stati venduti, nel servizio a tutele graduali, 2,3 TWh a 136.000 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* – Tav. 2.40). Rispetto al 2021, i consumi sono dimezzati (-2,3 TWh, -50%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 90mila unità (-40%), passate al mercato libero (Tav. 2.24).

Nell'ambito del servizio, la tipologia di cliente più numerosa è quella dei clienti non domestici con consumi diversi dall'illuminazione pubblica (di seguito, clienti altri usi), che hanno consumato circa 2,1 GWh e annoverano 122.000 punti di prelievo, per un consumo unitario di 17.414 kWh, in calo del 15,7% rispetto a quello dell'anno precedente (20.665 kWh).

**TAV. 2.40** Servizio a tutele graduali per tipologia di cliente (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	227,9	182,2	-20,0%	14,6	14,4	-1,6%
Altri usi	4.371,5	2.120,8	-51,5%	211,5	121,8	-42,4%
TOTALE	4.599,3	2.303,0	-49,9%	226,1	136,2	-39,8%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 70% dei punti di prelievo per altri usi ricade nelle quattro classi dimensionali più piccole (fino a 20 MWh/anno), ma nel loro insieme tali classi assorbono solo il 22,6% dei consumi della categoria. La maggior parte dei consumi (76,2%) è concentrato nelle tre classi medio-grandi (da 20 a 500 MWh/anno) che annoverano il 30% dei punti di prelievo, mentre le classi successive hanno un'incidenza quasi irrilevante.

<sup>39</sup> Per le Offerte PLACET sono state definite da ARERA le modalità e le tempistiche di fatturazione, il contenuto dei documenti di fatturazione, le garanzie da richiedere al cliente, le tempistiche e le modalità di pagamento, le modalità di rateizzazione e di applicazione degli interessi di mora in caso di mancato pagamento da parte del cliente finale.

**TAV. 2.41** Clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2022 per classe di consumo e di potenza (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	93	4,4%	57,4	41,8%	1.620
5-10 MWh	126	5,9%	16,6	12,8%	7.571
10-15 MWh	131	6,2%	10,3	9,0%	12.657
15-20 MWh	131	6,2%	7,4	6,5%	17.729
20-50 MWh	639	30,1%	19,9	19,3%	32.072
50-100 MWh	490	23,1%	7,1	7,5%	68.603
100-500 MWh	486	22,9%	3,0	3,0%	162.961
500-2.000 MWh	25	1,2%	0,0	0,0%	630.400
<b>TOTALE</b>	<b>2.121</b>	<b>100,0%</b>	<b>121,8</b>	<b>100,0%</b>	<b>17.414</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione regionale dei clienti altri usi, è illustrata nella tavola 2.42. La Lombardia risulta la Regione più importante, con una quota di circa il 16% in termini sia di volumi, sia di punti di prelievo, seguita da Lazio (14%), Piemonte (circa 13%) ed Emilia-Romagna (circa 10%). Tutte le altre Regioni hanno quote inferiori al 10%. In termini di punti di prelievo, le principali Regioni in cui è diffuso il servizio a tutele graduali sono: il Veneto (7,5%), la Campania (6,2%), la Sicilia (5,2%), la Toscana (5,2%) e la Puglia (5,1%); le rimanenti hanno tutte quote inferiori al 5%.

Il consumo *pro capite* medio nazionale è pari a 17.414 kWh; presentano valori sensibilmente superiori la Toscana, il Lazio e la Puglia (rispettivamente 2.793, 2.692 e 2.400 MWh sopra la media); all'opposto, presentano valori inferiori la Liguria, la Basilicata e il Molise (rispettivamente 4.255, 5.156 e 6.752 kWh sotto la media), come si può osservare nella figura 2.22).

Per i clienti altri usi la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria, applicata al 99% dei punti di prelievo e al 99,3% dei volumi venduti; molto marginale la monoraria (circa 1% dei punti e dei volumi) e praticamente assente la bioraria.

**TAV. 2.42** Clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2022 per regione (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)

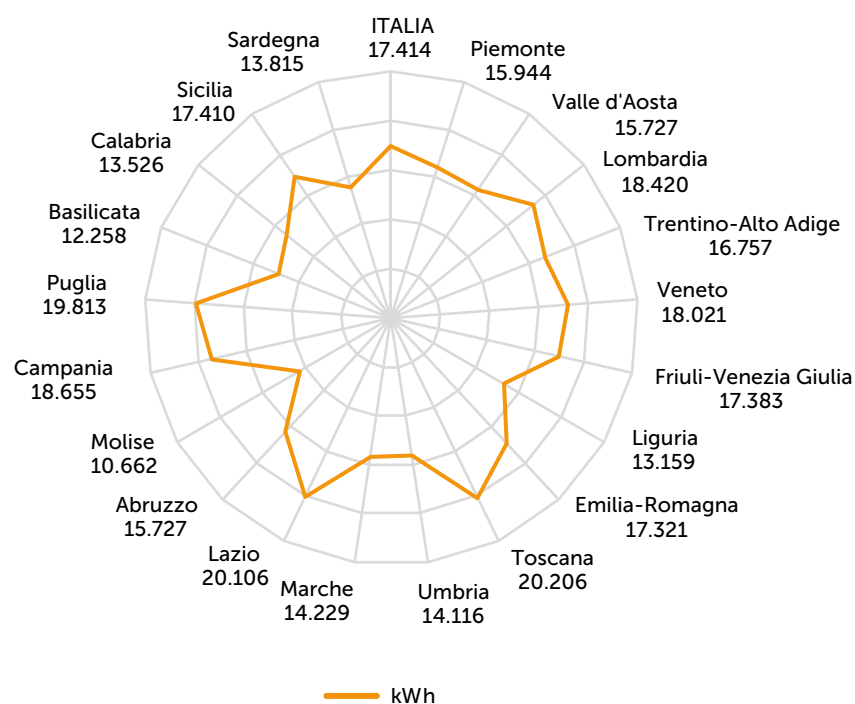
REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	260	16,3	15.944
Valle d'Aosta	3	0,2	15.727
Lombardia	347	18,9	18.420
Trentino-Alto Adige	27	1,6	16.757
Veneto	164	9,1	18.021
Friuli-Venezia Giulia	33	1,9	17.383
Liguria	41	3,2	13.159
Emilia-Romagna	298	17,2	17.321

(segue)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Toscana	128	6,3	20.206
Umbria	18	1,3	14.116
Marche	37	2,6	14.229
Lazio	227	11,3	20.106
Abruzzo	32	2,1	15.727
Molise	8	0,7	10.662
Campania	140	7,5	18.655
Puglia	124	6,2	19.813
Basilicata	11	0,9	12.258
Calabria	58	4,3	13.526
Sicilia	111	6,4	17.410
Sardegna	54	3,9	13.815
ITALIA	2.121	121,8	17.414

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

**FIG. 2.22** Consumi medi regionali dei clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2022



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Completano il servizio a tutele graduali le utenze relative all'illuminazione pubblica che nel 2022 annoverano 14.400 punti di prelievo (-1,6% rispetto al 2021) e hanno assorbito 182 GWh, con un calo del 20% rispetto all'anno precedente, riconducibile quasi per intero alla diminuzione dei consumi unitari (12.672 kWh, -18,7% rispetto al 2021). Nella tavola 2.43 è indicata la ripartizione per classi di consumo annuo dell'energia e dei punti di prelievo.

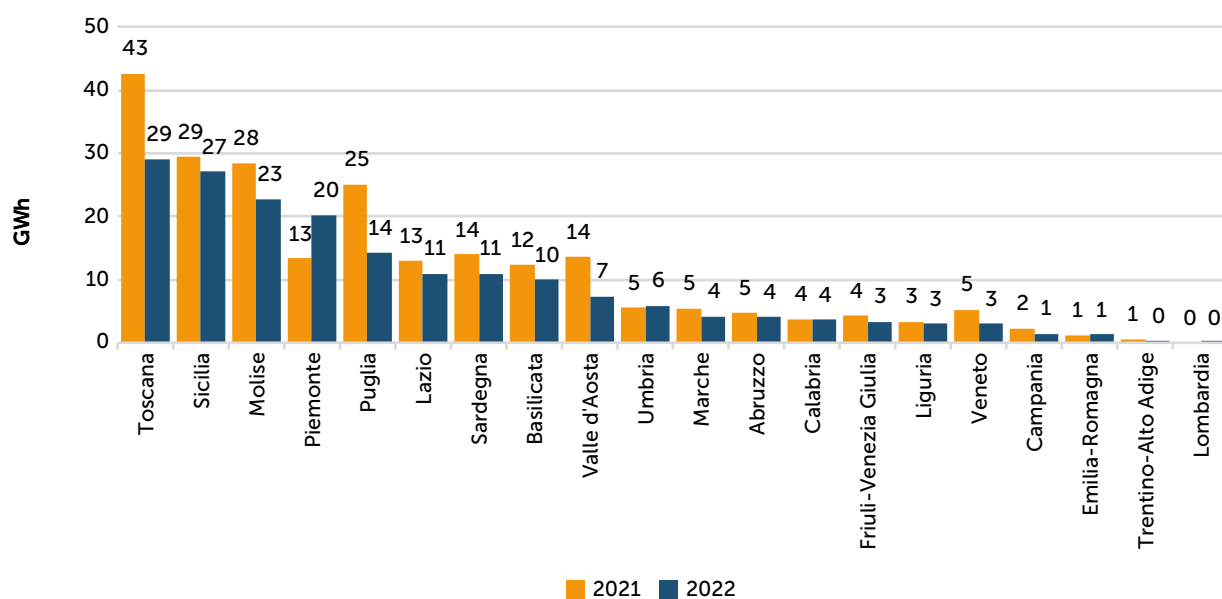


**TAV. 2.43** *Illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali nel 2022 per classe di consumo (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	13	6,9%	8,3	57,4%	1.530
5-10 MWh	14	7,6%	1,8	12,8%	7.564
10-15 MWh	13	7,4%	1,1	7,4%	12.629
15-20 MWh	12	6,7%	0,7	4,8%	17.634
20-50 MWh	55	30,4%	1,8	12,2%	31.653
50-100 MWh	40	21,9%	0,6	4,0%	68.855
100-500 MWh	31	16,8%	0,2	1,4%	154.946
500-2.000 MWh	2	1,2%	0,0	0,0%	876.023
2.000-20.000 MWh	2	1,1%	0,0	0,0%	2.961.484
<b>TOTALE</b>	<b>182</b>	<b>100,0%</b>	<b>14,4</b>	<b>100,0%</b>	<b>12.672</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

**FIG. 2.23** *Energia venduta per illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali per regione*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Oltre quattro quinti (82,4%) dei punti di prelievo ricade nelle quattro classi di consumo più piccole (fino a 20 MWh), che però nel loro insieme assorbono meno di un terzo (28,6%) dell'energia venduta per illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali. La parte preponderante di tale energia (69,2%) viene assorbita dalle classi di consumo comprese tra 20 e 500 MWh, benché contengano meno di un quinto (17,5%) dei punti di prelievo della categoria. Le classi successive (oltre 500 MWh/anno) hanno un'incidenza molto marginale.

Nella figura 2.23 si può osservare la ripartizione regionale dell'energia acquistata nel 2022 per illuminazione pubblica tramite il servizio a tutele graduali. I volumi maggiori si osservano in Toscana (29 GWh, 16% del totale

nazionale), Sicilia (27 GWh, 14,8%), Molise (23 GWh, 12,5%) e Piemonte (20 GWh, 11,1%). Seguono, con quote tra l'8% e il 3%, la Puglia, il Lazio, la Sardegna, la Basilicata, la Valle d'Aosta e l'Umbria. Le Regioni rimanenti hanno quote inferiori al 2,5%. Ovviamente una visione complessiva di questo segmento di consumo richiede l'unione di quanto illustrato per il mercato libero e, marginalmente, per il servizio di maggior tutela.

Rispetto alle categorie viste in precedenza, le utenze di illuminazione pubblica nel servizio a tutele gradualmente sono caratterizzate da una maggiore presenza delle formule contrattuali a prezzo monorario, che riguardano il 15,8% dei punti di prelievo e il 18,8% dei volumi, mentre le quote rimanenti sono assorbite per intero da formulazioni contrattuali biorarie.

## Mercato libero

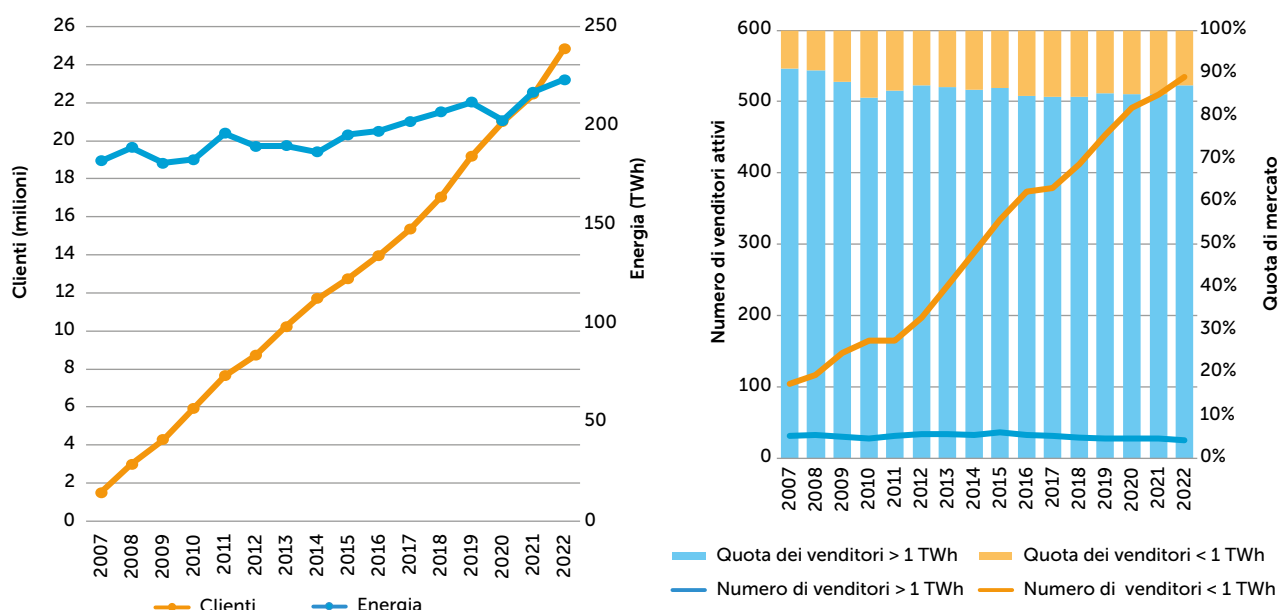
Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2022 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 223,2 TWh, 6,4 TWh in più del 2021, a quasi 25 milioni di clienti, cresciuti del 10,7% rispetto al 2021.

Dalla sua apertura, nel 2007, i clienti del mercato libero sono in costante e marcato aumento, così come l'energia che ha intermediato e il numero di venditori che vi operano. In termini di energia venduta, il mercato libero è cresciuto del 23%, dai 182 TWh iniziali fino agli attuali 223,2 TWh, benché tale espansione sia avvenuta a un ritmo non sempre sostenuto e, anzi, nell'arco dei quindici anni abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto (Fig. 2.24). Il 2022 è stato un altro anno di espansione significativa relativamente al numero dei clienti serviti, ma più modesta relativamente alle vendite di energia elettrica.

A prescindere dall'andamento delle quantità vendute, comunque, il numero di venditori attivi su tale mercato cresce ininterrottamente dal 2007 o, per meglio dire, ogni anno si registra un incremento nel numero di imprese con vendite inferiori a 1 TWh, nonostante la loro quota di mercato sia pressoché stabile intorno al 14% (Fig. 2.24).

Anche nel 2022, il numero di operatori è salito, benché in misura minore rispetto agli ultimi anni: in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, sono entrate 23 nuove imprese attive (+4,3%) (Tav. 2.44). Poiché nel frattempo il mercato si è ampliato, in misura inferiore (2,9%), il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è leggermente diminuito. Nel 2022, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 399 GWh, cioè dell'1,3% inferiore ai 404 GWh del 2021. Rispetto a quello osservato nel 2007 (pari a 1.349 GWh), cioè nell'anno di completa apertura del mercato, il valore attuale è infatti 3,4 volte inferiore.

FIG. 2.24 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.44 Attività dei venditori per classe di vendita

VENDITORI	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Numero di esercenti in maggior tutela</b>	<b>131</b>	<b>127</b>	<b>123</b>	<b>119</b>	<b>112</b>	<b>109</b>
<b>Numero di venditori attivi</b>	<b>410</b>	<b>441</b>	<b>481</b>	<b>521</b>	<b>537</b>	<b>560</b>
Oltre 10 TWh	2	2	3	4	4	4
5-10 TWh	8	8	7	4	8	5
1-5 TWh	21	19	18	20	15	16
0,1-1 TWh	73	78	74	71	80	72
Fino a 0,1 TWh	306	334	379	422	430	463
<b>Volume venduto (TWh)</b>	<b>202,1</b>	<b>206,8</b>	<b>211,8</b>	<b>202,4</b>	<b>216,9</b>	<b>223,2</b>
Oltre 10 TWh	61,1	67,6	81,2	90,8	96,7	109,6
5-10 TWh	51,6	56,4	50,5	26,9	51,4	35,2
1-5 TWh	57,9	50,6	48,9	54,6	36,5	49,7
0,1-1 TWh	26,5	26,5	25,0	23,8	25,5	21,5
fino a 0,1 TWh	5,1	5,6	6,2	6,3	6,8	7,3
<b>Volume medio unitario (GWh)</b>	<b>493</b>	<b>469</b>	<b>440</b>	<b>389</b>	<b>404</b>	<b>399</b>
Oltre 10 TWh	30.546	33.798	27.077	22.712	24.180	27.389
5-10 TWh	6.447	7.053	7.217	6.735	6.421	7.037
1-5 TWh	2.757	2.665	2.717	2.731	2.433	3.105
0,1-1 TWh	363	340	338	335	319	298
fino a 0,1 TWh	17	17	16	15	16	16

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2021, i venditori di grandissima dimensione (cioè con vendite superiori a 10 TWh) non sono cambiati: oltre a Enel Energia, vi sono A2A Energia, Edison e Axpo Italia. Il numero dei venditori di grande dimensione (cioè con vendite comprese tra 5 e 10 TWh) è invece diminuito di tre unità; nel 2022, infatti, E.On Energia, Duferco Energia ed Egea Commerciale non hanno superato la soglia dei 5 TWh, mentre sono rimaste in questo gruppo: Hera Comm, Eni Plenitude, Engie Italia, Alperia Smart Service e Acea Energia. La classe di soggetti con vendite tra 1 e 5 TWh, che nel 2021 contava 15 imprese, quest'anno ne annovera 16: sono entrate le tre società provenienti dalla classe superiore, insieme con Estenergy (proveniente dalla classe inferiore), e ne sono uscite due: Vivigas, passata nella classe di vendita 0,1-1 TWh, e CURA Gas & Power, che ha cessato l'attività di vendita nel mercato libero a fine 2021. L'incremento numericamente più consistente delle imprese di vendita è avvenuto, come sempre, nell'ultima classe di operatori (con vendite inferiori a 0,1 TWh), dove il numero di venditori è salito di 33 unità, alcune delle quali provenienti dalla classe con vendite tra 0,1 e 1 TWh, che ha perso 8 soggetti.

La porzione di mercato soddisfatta dalle imprese che vendono meno di 1 TWh nel 2022 è pari al 12,9%, tre punti percentuali inferiore rispetto a quella registrata nel 2021. I venditori di più piccole dimensioni, quindi, continuano ad aumentare, ma si dividono sempre la medesima quota di mercato. Nel 2022 le prime tre classi di operatori (ovvero le prime 25 imprese, corrispondenti al 4,5% dei venditori attivi) hanno coperto l'87,1% delle vendite complessive; nel 2021 le prime tre classi contavano 27 imprese, che corrispondevano al 5% dei venditori attivi, e coprivano l'85,2% del mercato libero.

La composizione societaria del capitale sociale delle imprese che operano nella vendita a clienti finali liberi al 31 dicembre 2022, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello<sup>40</sup>, mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 35,7% del capitale delle società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (11,3%) e alle imprese energetiche locali (6%). Gli enti pubblici e gli istituti finanziari non risultano essere molto presenti nella compagine societaria dei venditori (le rispettive quote sono pari al 2,8% e allo 0,6%), mentre la categoria di soci più rilevante è quella delle società diverse, la quale risulta possedere il 41,5% 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 4,6% che è detenuto da soggetti di origine straniera.

Come di consueto, anche nel 2022 sono state comunicate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose variazioni societarie riguardanti l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica (Tav. 2.45).

Sono 15 le imprese che 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; tra le nuove entrate, Poste Pay, che ha avviato la vendita nel mese di marzo 2022. Sono, invece, 66 le imprese che risultano avere 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'entrata in operatività dell'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali (EVE) del Ministero della transizione ecologica<sup>41</sup>. Oltre alle estinzioni per incorporazione, in corso d'anno si sono registrate anche tre estinzioni per liquidazione delle società: Enerbe, Lirenas Trading e Ovo Energy (Italy).

40 Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

41 Istituito dalla legge 4 agosto 2017, n. 124, e disciplinato dal regolamento adottato dal Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022, n. 164.

Le operazioni di acquisizione e/o cessione dell'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica riguardano: ERG Power che ha acquisito l'attività da Erg Power Generation, NEG che l'ha acquisita da BluePower e Unoenergy che ha acquisito l'attività da Steca Energia.

**TAV. 2.45** Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2022 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività	15
Cessione/acquisizione dell'attività	3
Cessazione dell'attività	66
Estinzioni o avvio di procedure di liquidazione	3
Fusioni/Incorporazioni	11
Modifica di gruppo societario	13
Cambio di ragione sociale	17
Cambio di natura giuridica	8

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Come sempre, le incorporazioni sono avvenute infragruppo, nel senso che prima dell'operazione di acquisizione l'incorporante e l'incorporata facevano già parte del medesimo gruppo societario. All'interno del gruppo Agsm Aim Agsm Energia ha incorporato AIM Energy in gennaio; Astea Energia ha incorporato Cast Energie in luglio (gruppo Gas Rimini); in agosto Alperia Smart Services ha incorporato Alperia Sum (gruppo Alperia); nell'ambito del gruppo Unoenergy, la capogruppo ha incorporato Revolgreen a settembre; da ottobre Estenergy ha incorporato tre società all'interno del gruppo Hera, cioè Ascopiave Energie, Ascotrade e Blue Meta, mentre, nell'ambito del gruppo societario Unione Fiduciaria, Luce e Gas Italia ha incorporato Luce e Gas Italia Servizi; infine, da novembre Bluenergy Group ha incorporato Arca Gas e Liguria Gas Service all'interno del gruppo Compagnia Generale Immobiliare.

Per quanto attiene invece ai cambiamenti d'appartenenza a gruppi societari, si segnalano tra gli altri:

- in gennaio, Fintel Gas e Luce è entrata nel gruppo Alperia, dopo che la capogruppo ha acquisito il 90% delle quote del suo capitale sociale (prima la società era posseduta al 100% da Fintel Energia Group);
- in marzo, Edison Energia ha acquisito il 100% del capitale sociale della società Sorrento Power and Gas, che è quindi entrata nel gruppo Edison;
- in aprile, Con Energia è entrata a far parte del gruppo Hera, a seguito dell'acquisizione da parte di Hera Comm del 100% del capitale sociale dell'impresa; Alegas è entrata nel gruppo Iren con l'acquisizione da parte di Iren Mercato dell'80% delle quote del capitale sociale dell'impresa; Estia Energie è entrata a far parte del gruppo Giuno, che ha acquisito il 51% del suo capitale sociale da persone fisiche; Axpo Italia ha acquisito il 100% del capitale sociale di ASPM Energia, che quindi è entrata in Axpo Group;
- in maggio, l'impresa NEG è entrata nel gruppo ABC ASSEVERA PEF POWER, che ne ha acquisito il 66% delle quote;
- in luglio, Axpo Italia ha acquisito il 50% del capitale sociale della società Energia Pulita, che era al 100% del gruppo Canarmino; inoltre, Renovatio Holding ha acquisito l'intero capitale sociale di Ajò Energia;
- a settembre, il gruppo A2A ha acquisito il 100% delle quote del capitale sociale della società Sea Energia, cambiandone la ragione sociale in A2A Airport Energy;

- da ottobre, Selgas fa parte del gruppo Moser Energie che ne ha acquisito la gran parte del capitale sociale (poco più dell'81%) da TIGAS-Erdgas Tirol GmbH.

Sono state 17 le imprese che hanno cambiato ragione sociale, spesso in occasione di modificazioni della loro compagine societaria o di altre operazioni più complesse. Tra queste, a gennaio Agsm Energia ha assunto la denominazione Agsm Aim Energia, dopo l'incorporazione di AIM Energy. In marzo, Eni Gas e Luce Società Benefit ha assunto la denominazione sociale Eni Plenitude Società Benefit. Acel Energie ha cambiato la ragione sociale in Acinque Energia da ottobre, come del resto tutte le società del gruppo Agsm Agam, risultato dell'aggregazione delle storiche *utilities* di Como, Monza, Lecco, Sondrio e Varese avvenuta a metà del 2018.

Infine, 8 imprese hanno cambiato natura giuridica, passando nella maggioranza dei casi da società a responsabilità limitata a società per azioni.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero (Tav. 2.46) non evidenzia grandi movimenti rispetto al 2021: come di consueto, si osserva la predominanza del gruppo Enel, con una quota quest'anno in aumento al 31,1% (quattro punti in più rispetto all'anno precedente). In seconda posizione, con una quota largamente inferiore e pari al 7,1%, si trova il gruppo A2A, che nel 2021 ha superato il gruppo Edison (al secondo posto nella vendita al mercato libero praticamente da sempre). Entrambi i primi due gruppi hanno registrato nel 2022 un significativo incremento nelle vendite al mercato libero: +18% quello del gruppo Enel, +16% quello del gruppo A2A.

La distanza tra l'*incumbent* e il primo inseguitore si è accorciata di tre punti percentuali (da 27 è scesa a 24). 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 intorno all'80%.

Nel 2022 altri gruppi hanno registrato significativi tassi di crescita dell'energia venduta al mercato libero: si tratta di Eni (+9%), Hera (+7,3%), Agsm Aim (+33%), Nova Coop (+23,2%), Iberdrola (+28,6%) e Alpiq (+16,1%). Al contrario, alcuni gruppi hanno evidenziato cadute importanti: Engie (-9,8%), E.On (-18,2%), Duferco (-37,4%), Egea (-24%). Di conseguenza anche gli spostamenti nella classifica.

L'energia venduta dagli altri gruppi non compresi nella classifica dei primi venti è diminuita del 13,9%; per questo la porzione di mercato da loro servita è diminuita dal 16,6% registrato nel 2021 al 13,9% del 2022.

Non stupisce, quindi, che il grado di concentrazione nel mercato libero sia aumentato: la quota dei primi tre gruppi è pari al 44,2% (era al 39,6% nel 2021); quella dei primi cinque è pari al 54,8% (dal 50% del 2021); l'indice HHI è passato da 961 a 1189, sebbene rimanga lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato. Il 28% dei 560 venditori attivi che hanno risposto all'indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; il 35% dei venditori ha venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; il restante 38% delle società ha operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19. La quota delle imprese che serve l'intero territorio nazionale è notevolmente cresciuta: nel 2021 era pari al 23%.

**TAV. 2.46** Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2022 (volumi in GWh)

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Enel	69.364	31,1%	1°
A2A	15.850	7,1%	2°
Edison	13.440	6,0%	3°
Axpo Group	12.106	5,4%	4°
Eni	11.565	5,2%	5°
Hera	10.411	4,7%	6°
Engie	6.578	2,9%	7°
Alperia	6.041	2,7%	9°
Acea	5.848	2,6%	10°
E.On	4.833	2,2%	11°
AGSM AIM	4.650	2,1%	15°
Iren	4.420	2,0%	13°
Duferco	4.304	1,9%	8°
Repower	4.082	1,8%	14°
Egea	4.039	1,8%	12°
Dolomiti Energia	3.655	1,6%	16°
Nova Coop	3.352	1,5%	17°
Iberdrola	2.625	1,2%	20°
Sorgenja	2.595	1,2%	18°
Alpiq	2.548	1,1%	19°
Altri gruppi	30.933	13,9%	-
<b>TOTALE MERCATO LIBERO</b>	<b>223.239</b>	<b>100%</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

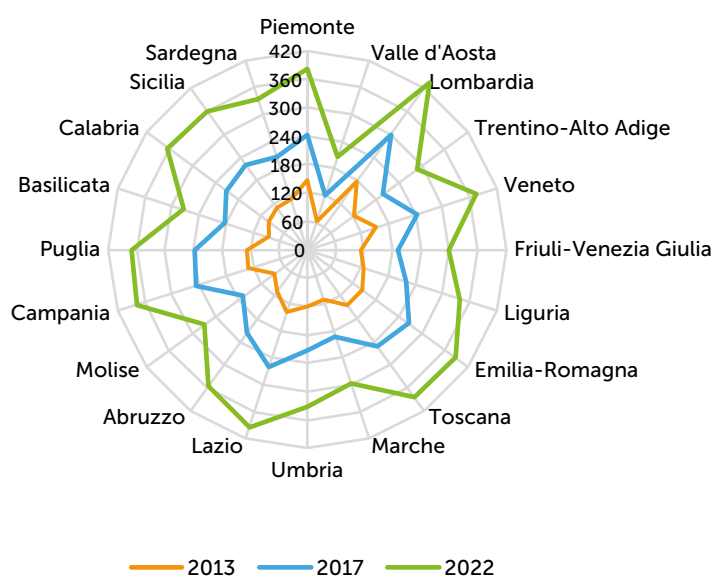
I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica nel mercato libero sono esposti nella tavola 2.47. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale sono costituiti dalla quota di mercato dei primi tre venditori, o indice C3, calcolata per le singole imprese e non 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 2022 la concentrazione territoriale è aumentata rispetto all'anno precedente in 14 Regioni su 20, nonostante il numero di operatori sia – come sempre – ulteriormente cresciuto (Fig. 2.25) in media di 15 unità in tutte le Regioni. Le sei Regioni in cui il C3 non presenta una crescita sono il Piemonte, la Valle d'Aosta, la Liguria, il Lazio, il Molise e la Basilicata.

**TAV. 2.47** *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	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Piemonte	370	381	39,7%	38,8%	55,8%	56,7%
Valle d'Aosta	198	205	87,8%	84,4%	76,5%	77,3%
Lombardia	419	437	44,3%	49,9%	56,9%	57,5%
Trentino-Alto Adige	273	288	72,9%	76,2%	81,4%	79,3%
Veneto	361	376	39,3%	47,6%	37,3%	38,3%
Friuli-Venezia Giulia	279	299	47,6%	53,8%	32,5%	51,6%
Liguria	330	340	44,4%	43,4%	58,7%	59,2%
Emilia-Romagna	375	387	42,3%	47,1%	59,9%	60,1%
Toscana	373	385	41,8%	43,4%	54,5%	55,7%
Umbria	276	298	53,5%	57,7%	59,8%	52,2%
Marche	316	331	39,6%	47,2%	50,8%	52,6%
Lazio	380	396	52,5%	51,9%	77,2%	76,9%
Abruzzo	335	357	43,6%	48,5%	56,8%	58,0%
Molise	250	270	58,0%	53,2%	55,8%	57,8%
Campania	362	379	50,1%	53,5%	61,9%	74,5%
Puglia	359	371	51,6%	52,6%	61,5%	63,1%
Basilicata	256	275	59,3%	55,9%	62,6%	64,4%
Calabria	347	365	59,5%	61,7%	75,8%	77,3%
Sicilia	351	359	56,5%	59,2%	67,7%	73,6%
Sardegna	309	334	71,9%	74,8%	68,9%	71,7%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

**FIG. 2.25** *Numero di venditori del mercato libero per regione*

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 Liguria risultano, nell'ordine, le Regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 40% delle vendite complessive regionali. Veneto, Friuli-Venezia Giulia e Marche sono invece i territori in cui i primi tre operatori risultano servire la più bassa porzione di clienti. Viceversa, il Trentino-Alto Adige e la Valle d'Aosta si confermano anche quest'anno le Regioni che evidenziano i livelli di concentrazione più elevati sia in termini di quota di volumi, sia in termini 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.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (Tav. 2.48) mostra un aumento di oltre 2,4 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 2.062.000 unità, ovvero dell'11,8% rispetto al 2021; 344.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+7,4%), mentre i punti in media tensione sono aumentati di circa 2.000 unità (+1,9%). Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un incremento (1,9%) che li ha portati a raggiungere circa 1.100 unità. Di fatto, gli unici clienti che risultano lievemente diminuiti sono quelli per l'illuminazione pubblica in media tensione (-53 punti di prelievo), ma sono cresciuti di 2.000 unità quelli in bassa tensione.

In termini di energia venduta, invece, non tutti gli usi e i livelli di tensione hanno registrato un dato in aumento. Infatti, le vendite ai clienti in bassa tensione sono aumentate dell'8,6% rispetto al 2021, i clienti in media tensione hanno acquistato quasi 1,3 TWh in più dell'anno precedente (+1,4%), mentre le vendite ai clienti in alta tensione sono diminuite di poco più di 3 TWh, registrando un calo dell'11,1%.

**TAV. 2.48** Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2021	2022	VARIAZIONE	2020	2021	VARIAZIONE
<b>Bassa tensione</b>	<b>94.930</b>	<b>103.065</b>	<b>8,6%</b>	<b>22.331</b>	<b>24.739</b>	<b>10,8%</b>
Domestico	36.864	39.939	8,3%	17.460	19.522	11,8%
Illuminazione pubblica	3.476	3.227	-7,2%	231	233	1,0%
Altri usi	54.591	59.899	9,7%	4.639	4.984	7,4%
<b>Media tensione</b>	<b>94.330</b>	<b>95.632</b>	<b>1,4%</b>	<b>99</b>	<b>101</b>	<b>1,9%</b>
Illuminazione pubblica	247	229	-7,5%	0,82	0,76	-6,5%
Altri usi	94.082	95.403	1,4%	99	100	1,1%
<b>Alta e altissima tensione</b>	<b>27.606</b>	<b>24.542</b>	<b>-11,1%</b>	<b>1,07</b>	<b>1,09</b>	<b>1,9%</b>
Altri usi	27.606	24.542	-11,1%	1,07	1,09	1,9%
<b>TOTALE</b>	<b>216.866</b>	<b>223.239</b>	<b>2,9%</b>	<b>22.431</b>	<b>24.841</b>	<b>10,7%</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito della bassa tensione, gli acquisti dei clienti domestici sono saliti dell'8,3% rispetto al 2021, per lo più grazie all'arrivo dei clienti dalla maggior tutela. Nel segmento, l'espansione dei consumi domestici è stata accompagnata anche da una crescita ancora più significativa degli acquisti di elettricità per altri usi (+5 TWh, +9,7%), dove si collocano le realtà commerciali e le piccole imprese.

Una netta contrazione dei consumi si è registrata, invece, ancora una volta, nei consumi per illuminazione pubblica, i cui acquisti sono scesi del 7,2% in bassa tensione e del 7,5% in media tensione; complessivamente, le vendite ai punti di illuminazione pubblica hanno registrato un calo del 7,2%, pari a 267 GWh in meno rispetto al 2021, nonostante i punti di prelievo siano aumentati complessivamente dell'1%.

In conseguenza di queste variazioni, la quota di energia acquistata dai consumatori connessi in bassa tensione è lievemente salita rispetto al 2021, passando dal 43,8% al 46,2%; quella acquisita dai consumatori connessi in media tensione è scesa dal 43,5% al 42,8%, così come quella dell'alta tensione è scesa di quasi due punti, passando dal 12,7% all'11%. Nel 2022 la quota degli "altri usi", ovvero quelli diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica, è pari all'80,6% di tutta l'energia venduta nel mercato libero (era all'81,3% nel 2021), e al 20,5% in termini di punti di prelievo (era al 21,1% nel 2021).

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 poco più di un quarto dei clienti. Tuttavia, anche le due classi immediatamente successive possiedono un peso non troppo dissimile. Di fatto, l'87% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.49). 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 23,3% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero; anche le classi limitrofe hanno una discreta incidenza, rispettivamente pari al 19,9% quella inferiore e al 17,4% quella superiore.

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 mercato libero (491 kWh) è del 15,2% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, che è pari a 426 kWh; così come, per i clienti con consumi maggiori di 15.000 kWh/anno, il consumo medio nel mercato libero, pari a 28.787 kWh, risulta del 9,5% superiore a quello degli stessi consumatori in maggior tutela (26.298 kWh). A causa delle differenze nelle classi estreme, il consumo medio complessivo delle famiglie nel mercato libero, pari a 2.046 kWh, risulta del 18% più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela, pari a 1.733 kWh.

Nel 2022 più di 1,2 milioni di punti domestici risulta avere sottoscritto un contratto *dual fuel*<sup>42</sup> (Tav. 2.49). Il numero di clienti con questo tipo di contratto è rimasto invariato rispetto al 2021; la loro quota sul totale dei clienti serviti nel mercato libero è quindi diminuita al 6,4% dal 7,2% dello scorso anno, perché il numero totale dei clienti serviti nel mercato libero è cresciuto. Il consumo di energia elettrica complessivo dei clienti con un contratto di fornitura congiunto per elettricità e gas è pari a poco meno di 2,7 TWh, il 6,7% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. I consumi medi dei clienti *dual fuel* nelle varie classi sono leggermente più elevati (in media del 4,4%) di quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.

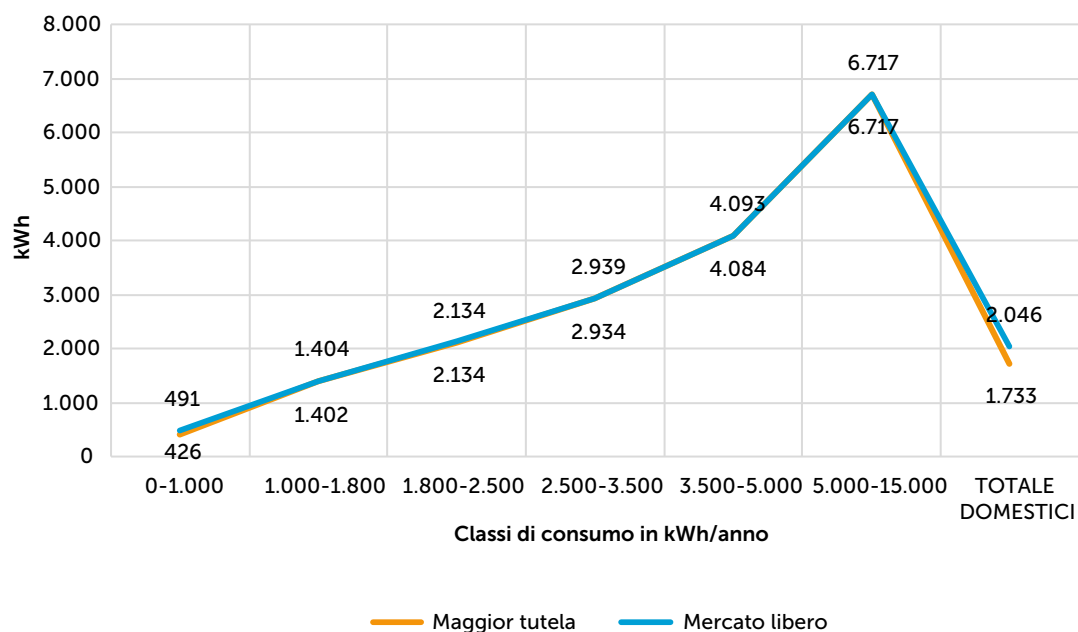
42 Si considerano *dual fuel* i clienti che ricevono una stessa fattura per la fornitura di energia elettrica e di gas; dal conteggio sono, quindi, esclusi i clienti che, pur avendo un contratto con il medesimo fornitore sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, ricevono fatture distinte per i due servizi.

**TAV. 2.49** Mercato libero domestico nel 2022 per classe di consumo (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	2.495	6,2%	5.084	26,0%	491
1.000-1.800 kWh	7.032	17,6%	5.010	25,7%	1.404
1.800-2.500 kWh	7.957	19,9%	3.728	19,1%	2.134
2.500-3.500 kWh	9.287	23,3%	3.160	16,2%	2.939
3.500-5.000 kWh	6.969	17,4%	1.703	8,7%	4.093
5.000-15.000 kWh	5.442	13,6%	810	4,2%	6.717
> 15.000 kWh	756	1,9%	26	0,1%	28.787
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>39.939</b>	<b>100,0%</b>	<b>19.522</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.046</b>
<b>di cui con contratto dual fuel</b>					
< 1.000 kWh	140	5,2%	234	18,6%	597
1.000-1.800 kWh	510	19,0%	358	28,5%	1.422
1.800-2.500 kWh	606	22,5%	282	22,4%	2.150
2.500-3.500 kWh	687	25,5%	232	18,5%	2.955
3.500-5.000 kWh	454	16,9%	111	8,8%	4.109
5.000-15.000 kWh	270	10,0%	41	3,2%	6.666
> 15.000 kWh	24	0,9%	1	0,1%	24.000
<b>TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL</b>	<b>2.690</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.259</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.137</b>

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 2022



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero (Tav. 2.50) mostra una sostanziale preferenza per il prezzo monorario, che nel 2022 è stato scelto dal 67,2% dell'intera clientela, equivalente al 67,6% dei volumi. Il 21,8% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 10,6% quella multioraria.

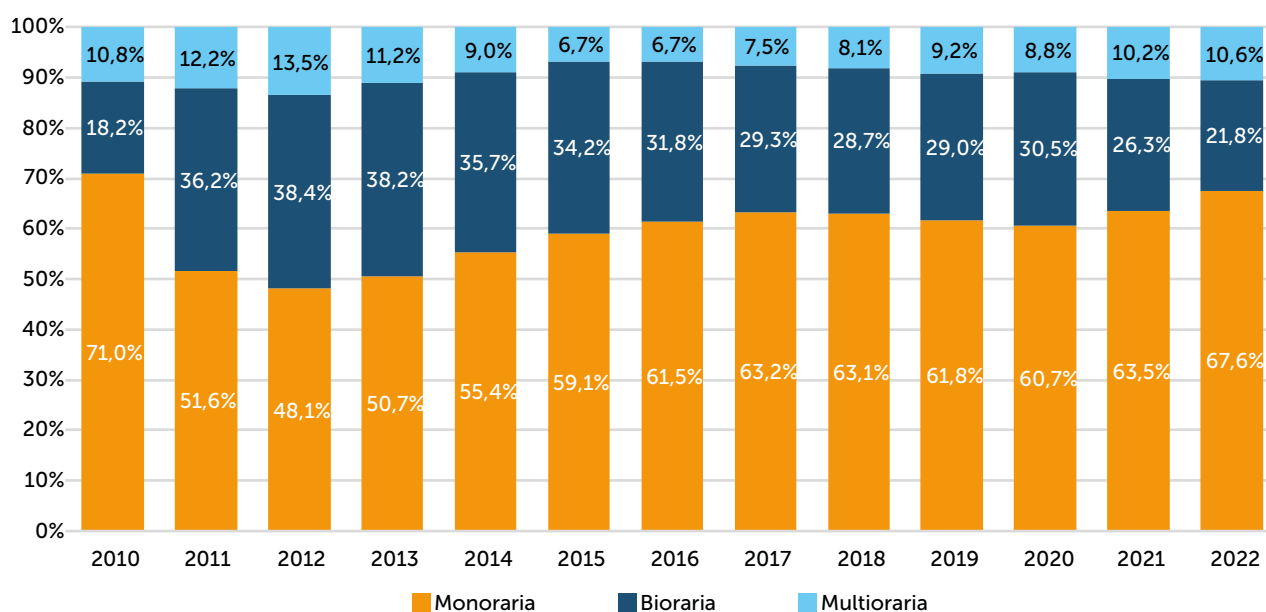
La prevalenza del prezzo monorario è costante nel tempo (Fig. 2.27): gli elementi che lo rendono più attraente sono probabilmente dovuti alla semplicità di calcolo e di controllo dei costi in bolletta, oltre che all'assenza di un vincolo nel momento del consumo.

**TAV. 2.50** Mercato libero domestico nel 2022 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	26.833	67,2%	13.202	67,6%
Bioraria	8.835	22,1%	4.252	21,8%
Multioraria	4.271	10,7%	2.068	10,6%
TOTALE DOMESTICI	39.939	100,0%	19.522	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

**FIG. 2.27** Distribuzione dei clienti domestici nel mercato libero per tipo di tariffa oraria



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche nel 2022 i contratti *dual fuel* continuano a non avere grande diffusione tra la clientela non domestica (Tav. 2.51). I punti di prelievo che hanno scelto questo contratto sono circa 60.000 sugli oltre 5 milioni totali (1,1%) e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari all'1,1% del totale.

**TAV. 2.51** Mercato libero non domestico nel 2022 per livello di tensione (volumi in GWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
Bassa tensione	63.126	961	5.217.125	59.058
Media tensione	95.632	984	100.654	943
Alta/altissima tensione	24.542	13	1.094	10
<b>TOTALE NON DOMESTICI</b>	<b>183.300</b>	<b>1.958</b>	<b>5.318.873</b>	<b>60.011</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La suddivisione dei clienti non domestici per classe di consumo (Tav. 2.52) 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 57,8% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 64,6% 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 2021. L'unica eccezione è rappresentata dai clienti con consumi inferiori a 20 MWh allacciati in alta o altissima tensione, i cui consumi medi sono cresciuti del 21%. Complessivamente, il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2022 pari a 34.462 kWh, il 4,8% inferiore a quello che era emerso nei dati del 2021 (36.462 kWh).

**TAV. 2.52** Mercato libero non domestico nel 2022 per classe di consumo (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	BT	5 038	2,7%	3.438	1.465
5-10 MWh	BT	4 127	2,3%	576	7.164
10-15 MWh	BT	3 493	1,9%	283	12.364
15-20 MWh	BT	3 116	1,7%	179	17.433
< 10 MWh	MT	41	0,0%	8	4.892
10-20 MWh	MT	85	0,0%	6	14.439
< 20 MWh	AT e AAT	0.3	0,0%	0.1	3.383
20-50 MWh	Tutti	15 320	8,4%	479	31.956
50-100 MWh	Tutti	12 076	6,6%	175	68.999
100-500 MWh	Tutti	27 390	14,9%	133	206.328
500-2.000 MWh	Tutti	29 446	16,1%	31	957.940
2.000-20.000 MWh	Tutti	49 072	26,8%	10	4.738.838
20.000-50.000 MWh	MT, AT e AAT	10 527	5,7%	0	29.501.347
50.000-70.000 MWh	Tutti	4 554	2,5%	0	57.777.494
70.000-150.000 MWh	MT, AT e AAT	5 847	3,2%	0	98.270.666
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	13 169	7,2%	0	337.138.833
<b>TOTALE NON DOMESTICI</b>		<b>183 300</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.319</b>	<b>34.462</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

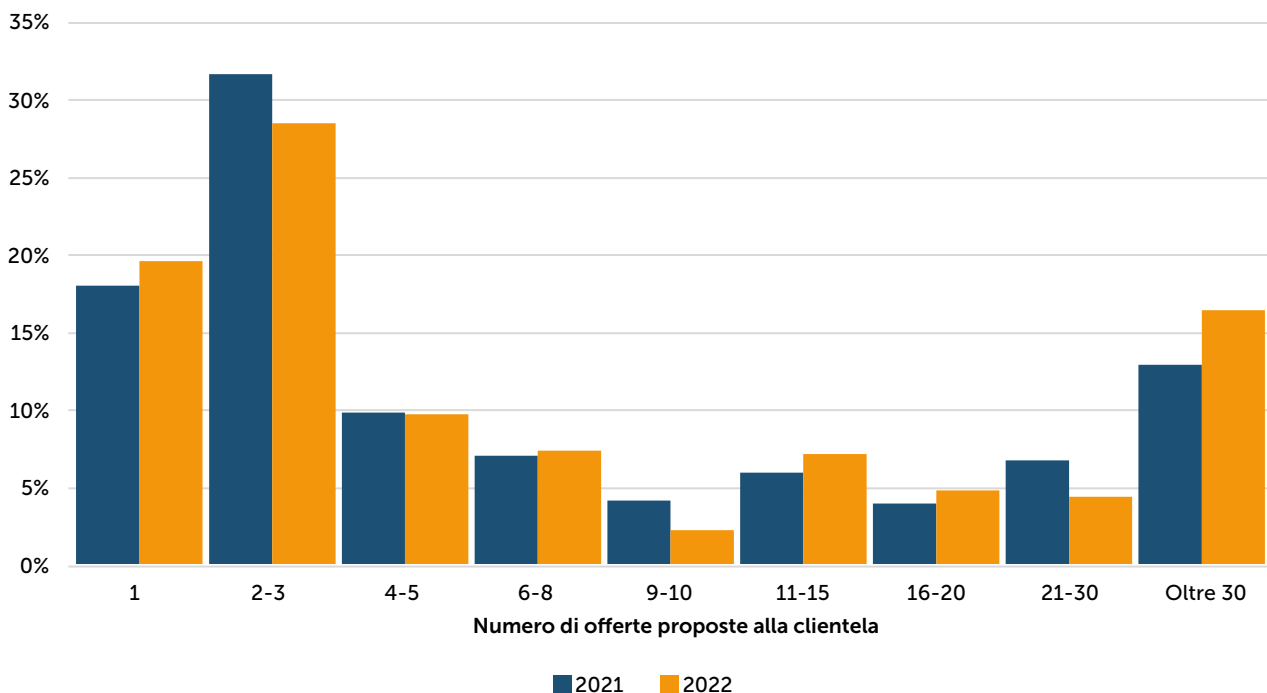
## I contratti di vendita nel mercato libero

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 libero e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno sottoscritto<sup>43</sup>.

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 domestici è risultata pari a 22,5 per la clientela domestica e a 31,6 per la clientela non domestica che, ovviamente, gode di una maggiore possibilità di scelta e per la quale il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati. Il numero di offerte disponibili per entrambe le tipologie di clienti è cresciuto rispetto al 2021, quando era risultato pari a 16,9 per i domestici e a 25,5 per i non domestici. 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 scesa dal 50% del 2021 al 48%, mentre la quota di venditori che propone più di dieci offerte è salita dal 29% al 33%. Rispetto al 2021, in particolare, sono aumentati i venditori che propongono da 11 a 15 offerte e quelli che mettono a disposizione un numero molto ampio di contratti differenti.

**FIG. 2.28** Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>43</sup> I dati commentati nel paragrafo sulle tipologie di contratti scelte dai clienti includono anche le Offerte PLACET.

Delle 22,5 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 11,7 sono acquistabili solo online (erano 5,8 nel 2021), cioè soltanto attraverso internet. La quota di venditori che ha almeno un'offerta online è diminuita marginalmente dal 23,7% al 22,8%. Il 24,3% 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, ma lentamente cresce: nel 2022, il 9,9% dei clienti domestici (corrispondenti al 10,7% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è di poco superiore a quello del 2021, quando il 9,7% delle famiglie (che acquistava il 10,5% 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 31,6 offerte mediamente proposte ai clienti 24,3 sono sottoscrivibili attraverso la rete (questo numero è in notevole aumento); tuttavia, il successo delle offerte online tra i punti non domestici è più basso di quello tra le famiglie, visto che solo il 3,2% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online.

Circa la tipologia di prezzo preferita (Tav. 2.53) è risultato che il 76,7% 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 23,3% 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 è bassa, ma tende a crescere nel tempo, seppure a un ritmo contenuto; lo scorso anno il contratto a prezzo variabile risultava scelto dal 18,6% dei clienti domestici. I contratti a prezzo variabile sono più diffusi tra i clienti non domestici: il 53,1% tra loro ha scelto appunto il prezzo variabile, mentre il contratto a prezzo fisso è stato scelto dal 46,9% dei punti non domestici. Dai dati raccolti nell'Indagine, peraltro, è risultato che i contratti a prezzo fisso validi nel 2022<sup>44</sup> hanno ancora parzialmente protetto i clienti dai rilevanti rincari dovuti alla crisi dei prezzi internazionali, tenuto conto che il prezzo pagato per la componente di approvvigionamento nei contratti a prezzo fisso è risultata più conveniente almeno dell'80% rispetto a quella pagata nei contratti a prezzo variabile.

**TAV. 2.53** *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> €/MWh	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> €/MWh
<b>Contratti a prezzo fisso</b>	76,7%	184,07	46,9%	171,27
<b>Contratti a prezzo variabile</b>	23,3%	375,77	53,1%	307,99
<b>TOTALE CLIENTI</b>	100%	227,70	100%	241,01

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>44</sup> 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 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).

Il 2,5% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo variabile dove la durata minima contrattuale si applica al 9,7% dei clienti, mentre è dello 0,3% nel caso di contratti a prezzo fisso. Relativamente ai clienti non domestici, la clausola di durata minima contrattuale risulta applicata all'1,8% dei contratti o, più precisamente, al 2,7% di quelli con prezzo variabile e allo 0,8% di quelli a prezzo fisso. In un momento di forte ascesa dei prezzi, sembra in effetti essere più logico che venga incoraggiata la permanenza nei contratti a prezzo variabile, piuttosto che in quelli a prezzo fisso.

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. 2.54). 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 16,7% dei clienti. I clienti domestici che hanno siglato un contratto a prezzo dinamico che prevedono un'indicizzazione al PUN orario<sup>45</sup> sono risultati pari al 2,3% dei clienti con prezzo variabile, mentre i contratti con indicizzazione limitata<sup>46</sup> hanno raccolto solo lo 0,03% dei clienti, cioè una percentuale davvero risibile e in forte diminuzione rispetto al 2021, come ci si poteva attendere in un periodo di forti rincari.

**TAV. 2.54** *Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

TIPO DI INDICIZZAZIONE DEL CONTRATTO DI VENDITA	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> €/MWh	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> €/MWh
Con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela	16,74%	338,75	1,45%	361,90
Con indicizzazione all'andamento del PUN medio	80,78%	382,56	50,19%	296,49
Con indicizzazione al prezzo all'ingrosso orario (contratto a prezzo dinamico dell'energia elettrica)	2,29%	411,43	4,54%	315,97
Con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica	0,01%	403,62	0,42%	322,04
Con altra indicizzazione (per es: ITEC, ITEC 12, indice dei prezzi al consumo, Brent, ecc.)	0,13%	248,45	1,66%	267,03
Con indicizzazione limitata	0,03%	237,17	0,06%	282,63
Con altra modalità non altrimenti specificata	0,02%	387,78	2,83%	177,32
<b>TOTALE</b>	<b>100%</b>	<b>375,77</b>	<b>100%</b>	<b>307,99</b>

(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,

<sup>45</sup> Stabiliti dall'art. 2, comma 15, della direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019.

<sup>46</sup> 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.



o l'indice ITEC o ITEC12<sup>47</sup>) è divenuta pressoché insignificante. I contratti a prezzo dinamico rappresentano, invece, la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici, che li hanno scelti nel 4,54% dei casi (anche in questo caso la percentuale è inferiore a quella del 2021); una piccola quota (1,66%) 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'1,45% 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 in questi contratti, si può osservare che la metodologia di indicizzazione risultata più conveniente è quella basata su una qualche variabile esterna e controllabile, sia per i clienti non domestici, sia per quelli domestici. Per questi ultimi, la modalità di indicizzazione più conveniente sarebbe, in realtà, quella dei contratti con indicizzazione limitata, ma come si è visto la quota di tali contratti è molto piccola.

Il 28% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente prevista al verificarsi di una determinata condizione (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 27,1% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 31,1% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è aumentata rispetto al 2021, quando era risultata del 20%. Anche tra i clienti non domestici sono solo il 16,3% i contratti sottoscritti che prevedono un abbuono o uno sconto, e anche in questo caso sono quelli a prezzo variabile che registrano la percentuale più elevata, pari al 17,9%, mentre tra i contratti a prezzo fisso dei clienti non domestici sono il 14,6% 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 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 a 756; 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 21%.

Dai risultati raccolti (Tav. 2.55) è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include un servizio aggiuntivo (la quota dei clienti che non li sottoscrive, infatti, si è dimezzata rispetto al 2021, ed è pari al 7,3%); tra i servizi aggiuntivi, come nell'anno precedente, la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (48,1%) e per la partecipazione a un programma di raccolta punti (33,2%). Un discreto interesse riscuote anche l'opportunità di ricevere la fornitura di servizi energetici accessori (3,6%), come pure di altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità (2,9%), mentre la garanzia di acquistare elettricità prodotta in Italia anche nel 2022 non ha avuto successo. A seguire, sono graditi i vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (2,3%) e l'ottenimento di un omaggio (1,3%). Servizi diversi da quelli indicati raccolgono una preferenza residuale dell'1,2%. Per quanto riguarda i clienti domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, nel 2022 la quota di coloro

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). Da gennaio 2022 la pubblicazione di tali indici è terminata.

che ne ha scelto uno privo di servizi aggiuntivi è ulteriormente diminuita al 44,3% (era al 50,9% nel 2021). Anche tra i clienti che acquistano contratti a prezzo variabile che includono servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (31,4% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (10,7%). 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 con l'elettricità e l'ottenimento di omaggi/gadget raccolgono quote minori di preferenze (rispettivamente pari al 4,1%, al 3,3%, al 2,8% e al 2,2%). La garanzia di acquistare energia prodotta in Italia non ha raccolto preferenze nemmeno tra i clienti a prezzo variabile.

**TAV. 2.55** *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 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 <sup>(A)</sup> €/MWh	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> €/MWh
<b>Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo fisso</b>				
Nessun servizio aggiuntivo	7,3%	184,08	74,0%	174,10
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	48,1%	189,44	21,3%	161,44
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,04%	133,87	0,005%	92,13
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	33,2%	186,85	1,7%	151,32
Servizi energetici accessori	3,6%	186,08	1,4%	138,06
Omaggio o gadget	1,3%	171,71	0,2%	190,00
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	2,3%	175,58	0,3%	124,94
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	2,9%	167,11	0,8%	177,00
Altro	1,2%	157,22	0,2%	301,81
<b>TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO</b>	<b>100%</b>	<b>184,07</b>	<b>100%</b>	<b>171,27</b>
<b>Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo variabile</b>				
Nessun servizio aggiuntivo	44,3%	379,82	63,9%	304,49
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	31,4%	381,54	30,4%	319,56
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,1%	342,64	0,0%	384,24
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	4,1%	409,71	1,4%	374,07
Servizi energetici accessori	10,7%	369,19	2,4%	327,75
Omaggio o gadget	2,2%	397,09	0,4%	381,03
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,3%	295,48	0,7%	299,89
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	2,8%	342,95	0,3%	355,10
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,2%	268,94	0,4%	332,15
<b>TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE</b>	<b>100%</b>	<b>375,77</b>	<b>100%</b>	<b>307,99</b>

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I risultati raccolti per i clienti non domestici<sup>48</sup> mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi tra coloro che hanno scelto un contratto a prezzo fisso: quasi tre quarti di questi clienti, infatti, ha siglato un contratto che ne è privo; la restante parte di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (21,1%) 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 con l'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 63,98% ne è privo. Circa un terzo di questi clienti, invece, ha scelto un contratto con almeno un servizio aggiuntivo, e anche in questo caso il gradimento più elevato lo raccolgono la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (30,4% dei punti di prelievo) e la presenza di servizi energetici accessori (2,4%).

Osservando i valori della componente di costo di approvvigionamento mediamente pagata in questi contratti, i risultati mostrano che il contratto privo di servizi aggiuntivi non è mai quello più conveniente rispetto ai contratti che invece li includono. Anzi, nel caso dei clienti domestici a prezzo fisso, il contratto senza servizi aggiuntivi risulta quello nel quale la componente di approvvigionamento è la più elevata. Ciò può essere frutto di una strategia di *marketing* dei venditori, che, offrendo un servizio aggiuntivo (che magari a loro costa relativamente poco), possono ottenere una maggiore fidelizzazione del cliente. Si osservi, a questo proposito, che il contratto che offre prezzi più convenienti (escludendo la categoria residuale che contiene dati non omogenei) è quello che fornisce altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità, la cui componente di approvvigionamento è risultata mediamente pari a 167,11 €/MWh, nel caso dei clienti a prezzo fisso e quello che offre vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (nel quale la componente di approvvigionamento risulta costare mediamente 295,48 €/MWh) nel caso dei clienti a prezzo variabile.

I servizi aggiuntivi più graditi ai domestici con prezzo fisso, cioè la garanzia di acquistare energia verde e la partecipazione a un programma di raccolta punti, risultano essere quelli più costosi, dopo il contratto privo di servizi aggiuntivi. La garanzia di energia verde appare il servizio aggiuntivo tra i più cari anche nel caso dei domestici a prezzo variabile, anche se il contratto con il programma punti è il servizio aggiuntivo che costa di più, seguito da quello che offre un omaggio o un gadget.

Anche per i clienti non domestici con contratto a prezzo fisso che, come detto, rappresentano il 47% circa di tutti i clienti non domestici, il contratto privo di servizi aggiuntivi risulta il terzo più caro, dopo l'offerta di un omaggio o di vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi; il contratto con garanzia di energia rinnovabile, invece, è tra i relativamente meno cari. Tra i clienti non domestici a prezzo variabile, la sottoscrizione di un contratto privo di servizi aggiuntivi consente di risparmiare notevolmente rispetto all'acquisto di energia con garanzia di provenienza da fonte rinnovabile, che è l'altro servizio aggiuntivo più scelto.

## 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 gradualizzate. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando

<sup>48</sup> 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% dei clienti con contratto a prezzo fisso e per il 6% di quelli con contratto a prezzo variabile. Come per i domestici, tali clienti sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori.

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'Auto-rità, in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007. 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 2021-2022 si è conclusa a novembre 2020 con l'aggiudicazione del servizio agli stessi tre venditori che avevano gestito il servizio nel biennio precedente: A2A Energia, Enel Energia e Hera Comm. A partire dal 2021, A2A Energia gestisce il servizio in Lombardia, Marche, Toscana e Sardegna; Hera Comm svolge il servizio in Campania, Abruzzo e Umbria; Enel Energia si è aggiudicata il servizio nelle restanti 13 Regioni.

Alla fine di novembre 2022 si è conclusa l'asta per la gestione del servizio nel biennio 2023-2024. Le società di vendita che si sono aggiudicate il servizio sono ancora le tre che lo hanno gestito nel biennio precedente ma, al solito, è cambiata la ripartizione territoriale tra loro. Dal 2023, la salvaguardia sarà svolta da A2A Energia in 11 Regioni del Centro-Nord (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 gestirà il servizio in Lazio, Puglia, Molise, Basilicata e Sicilia (5 Regioni, al posto delle 13 del biennio precedente); Hera Comm servirà 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 2022, dopo la crescita registrata nell'anno precedente seguita a un lungo periodo di riduzione. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 88.900 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 i 76.700 punti del 2021. In termini di punti serviti, il regime di salvaguardia è quindi oggi 1,3 volte più ampio di quello del 2020, che con 69.900 clienti serviti rappresenta la dimensione minima registrata da questo mercato a partire dal suo avvio nel 2007.

Complessivamente, sono stati prelevati 4.843 GWh contro i 3.293 del 2021. Nel 2022, in sostanza, il mercato della salvaguardia è cresciuto del 16% in termini di punti di prelievo e del 47% in termini di energia consumata rispetto al 2021 (Tav. 2.56).

Dei circa 12.200 punti di prelievo entrati nel servizio nel corso del 2022, 11.600 sono stati serviti in bassa tensione e i restanti 600 in media tensione; i punti di prelievo in alta tensione, infatti, sono aumentati di 16 unità. La gran parte dei nuovi punti di prelievo entrati nel 2022 erano di tipo "altri usi" (8.300 sugli 11.600 totali), tuttavia anche i punti di illuminazione pubblica sono aumentati in misura considerevole (+3.800 punti).

Movimenti corrispondenti si sono manifestati nei volumi di vendita; nel complesso sono stati acquistati 1.551 GWh in più rispetto al 2021: 243 GWh in più dai clienti in bassa tensione, 684 GWh in più dai clienti in media tensione e 624 GWh in più da quelli in alta tensione. Gli usi di illuminazione pubblica hanno acquisito 51 GWh in più rispetto al 2021 (+13,6%), mentre gli altri usi hanno acquistato 1,5 TWh in più dello scorso anno (+51,4%).

**TAV. 2.56** Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	354	392	10,8%	15,8	19,6	23,9%
Altri usi	900	1.105	22,7%	56,0	63,8	13,9%
<b>TOTALE BT</b>	<b>1.254</b>	<b>1.497</b>	<b>19,4%</b>	<b>71,8</b>	<b>83,4</b>	<b>16,1%</b>
Illuminazione pubblica	18	31	67,9%	0,1	0,1	46,9%
Altri usi	1.853	2.525	36,2%	4,8	5,3	12,1%
<b>TOTALE MT</b>	<b>1.872</b>	<b>2.555</b>	<b>36,5%</b>	<b>4,8</b>	<b>5,5</b>	<b>12,6%</b>
Altri usi	167	791	373,8%	0,02	0,0	72,2%
<b>TOTALE AT</b>	<b>167</b>	<b>791</b>	<b>373,8%</b>	<b>0,02</b>	<b>0,0</b>	<b>72,2%</b>
<b>TOTALE SALVAGUARDIA</b>	<b>3.293</b>	<b>4.843</b>	<b>47,1%</b>	<b>76,7</b>	<b>88,9</b>	<b>15,9%</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Dati questi andamenti, i consumi medi unitari dell'illuminazione pubblica sono diminuiti dell'8,4%, da 23,4 a 21,4 MWh, mentre quelli degli altri usi sono aumentati del 33%, passando da 48 a poco meno di 64 MWh. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione è lievemente cresciuto (da 17,4 a 17,9 MWh), quello degli utenti connessi in media tensione è salito del 21%, da 387 a 469 MWh, mentre i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono fortemente aumentati da 7,4 a 20,4 TWh.

Nel servizio di salvaguardia la quasi totalità dei clienti (il 93,8%) è allacciato in bassa tensione, il 6,1% 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 31% (era al 38% nel 2021), quella dei clienti in alta tensione è salita al 16% (era del 5% nel 2021), mentre la media tensione acquista più di metà dell'energia complessivamente venduta in questo servizio (con un peso in lieve diminuzione dal 57% del 2021 al 53% nel 2022).

Il peso dell'illuminazione pubblica nel servizio di salvaguardia è leggermente aumentato in termini di clienti (nel 2022 sono il 22,2% di tutti i clienti serviti in questo mercato, mentre nel 2021 contavano per il 20,8%), ma è diminuito in termini di energia acquistata, passata dall'11,3% all'8,7% del totale. Gli usi industriali e commerciali hanno di conseguenza ridotto, seppure di poco, la loro importanza in termini di clienti serviti (ora sono il 77,8% contro il 79,2% del 2021), mentre l'hanno accresciuta in termini di volumi: nel 2022 hanno prelevato il 91,3% di tutta l'energia venduta in salvaguardia contro l'88,7% dell'anno precedente.

L'analisi più dettagliata a livello regionale (Tav. 2.57) mostra che anche nel 2022, come già nel 2021, Campania, Sicilia, Puglia e Lazio sono, nell'ordine, le Regioni nelle quali il ricorso al servizio di salvaguardia è maggiore: il 45% dell'energia acquistata in questo mercato viene infatti venduta in questi territori. Quote relativamente importanti appartengono anche ad altre due Regioni, Piemonte e Lombardia, che insieme ne assorbono un altro 17%.

Attraverso la tavola è possibile osservare, inoltre, come l'incremento medio nazionale del 15,9% 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 2021 risulta particolarmente elevato (in Lazio i

clienti sono aumentati di circa 3.500 unità, così come in Piemonte e in Campania si sono registrati circa 1.300 clienti in più rispetto al 2021, in Calabria circa 1.200 clienti in più e in Veneto altri 1.000 in più) a Regioni in cui si registra, al contrario, una lieve diminuzione (-200 clienti circa in Lombardia, in Toscana e in Sicilia). In termini di volumi acquistati, la variazione più elevata si è manifestata in Piemonte, dove i clienti hanno acquistato 341 GWh in più del 2021, così come aumenti importanti si sono registrati anche in Liguria (+275 GWh), in Sicilia (+143 GWh), in Puglia (+174 GWh), in Basilicata e in Veneto (+100 GWh in entrambi i casi). In termini percentuali, tuttavia, gli aumenti più rilevanti si sono verificati, nell'ordine, in Liguria, in Piemonte e in Basilicata (tutti ben oltre il 150%).

**TAV. 2.57** Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

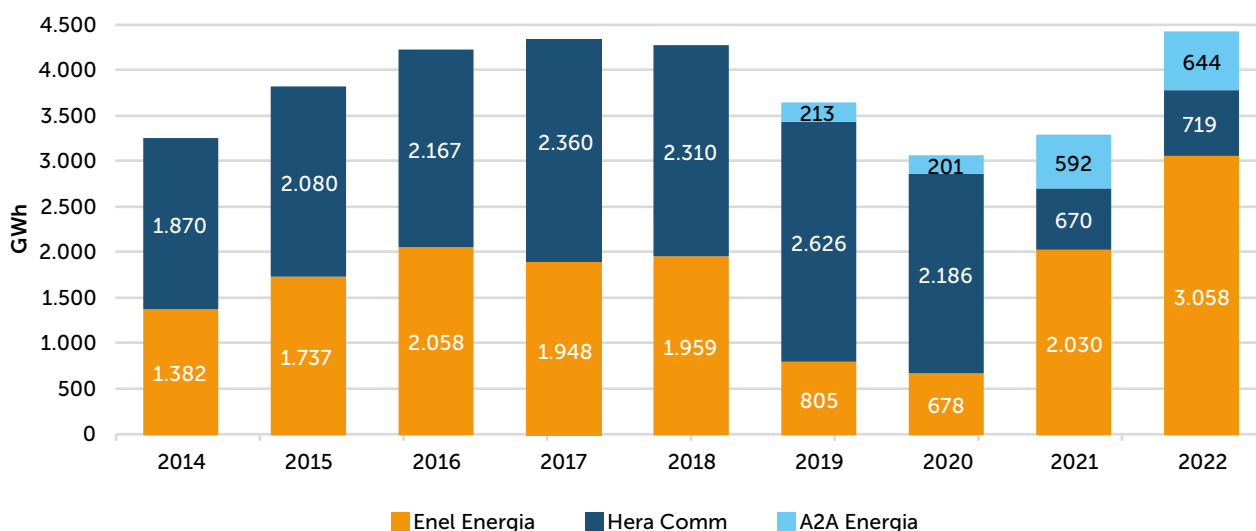
REGIONE	2020			2021		
	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Hera Comm	119	2,5	Enel Energia	459	9,5%
Valle d'Aosta	Hera Comm	3	0,1	Enel Energia	4	0,1%
Lombardia	Hera Comm	341	8,6	A2A Energia	371	7,7%
Trentino-Alto Adige	Hera Comm	8	0,3	Enel Energia	11	0,2%
Veneto	Hera Comm	120	3,4	Enel Energia	220	4,5%
Friuli-Venezia Giulia	Hera Comm	48	0,9	Enel Energia	62	1,3%
Liguria	Hera Comm	58	0,9	Enel Energia	333	6,9%
Emilia-Romagna	Hera Comm	134	3,2	Enel Energia	171	3,5%
Toscana	A2A Energia	137	4,8	A2A Energia	149	3,1%
Umbria	A2A Energia	30	1,0	Hera Comm	52	1,1%
Marche	A2A Energia	50	1,6	A2A Energia	68	1,4%
Lazio	Hera Comm	408	8,8	Enel Energia	496	10,2%
Abruzzo	Hera Comm	65	1,6	Hera Comm	85	1,8%
Molise	Hera Comm	26	0,4	Enel Energia	27	0,6%
Campania	Hera Comm	576	11,7	Hera Comm	668	13,8%
Puglia	Hera Comm	364	5,8	Enel Energia	538	11,1%
Basilicata	Hera Comm	60	0,8	Enel Energia	161	3,3%
Calabria	Enel Energia	193	6,3	Enel Energia	249	5,1%
Sicilia	Enel Energia	491	12,3	Enel Energia	634	13,1%
Sardegna	Hera Comm	64	1,7	A2A Energia	87	1,8%
ITALIA	-	3.293	76,7	-	4.843	100%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Date queste variazioni differenti a livello territoriale, si comprende come l'incremento nazionale dei volumi di elettricità venduta nel servizio di salvaguardia, pari al 47%, si sia manifestato in misura molto differente tra le tre imprese che svolgono il servizio: rispetto al 2021 i volumi venduti da A2A Energia e Hera Comm sono cresciuti in media dell'8%, mentre quelli di Enel Energia sono cresciuti del 51% (da 2 a 3 TWh) (Fig. 2.29).

Per effetto di questi andamenti, la quota di Enel Energia nel mercato della salvaguardia è passata dal 61,7% al 69,2%, quella di Hera Comm è passata dal 20,4% al 16,3%, così come quella di A2A Energia è scesa dal 18% al 14,6%.

**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 di consueto, alla fine del 2022 l'Autorità ha provveduto ad aggiornare<sup>49</sup> 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 2023.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2023 risulta pari a 2,933 c€/kWh. Nella tavola 2.58 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2022, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2023. I valori delle componenti UC3 e UC6<sup>50</sup> considerate nel calcolo per gli anni 2022 e 2023 sono, rispettivamente, quelli riferiti al quarto trimestre del 2022 e al primo trimestre del 2023<sup>51</sup>. Nelle tavole 2.59 e 2.60 sono riportate le tariffe medie per tipologia di cliente, rispettivamente per i servizi di trasmissione e distribuzione e per il servizio di misura.

49 Con le delibere del 27 dicembre 2022, 719/2022/R/eel, 720/2022/R/eel e 721/2022/R/eel.

50 La UC3 è la componente destinata a coprire gli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione. Si applica all'energia consumata (euro/kWh). La componente UC6 serve per coprire una parte dei costi del sistema di incentivi erogati alle imprese che gestiscono le reti di trasporto e di distribuzione per interventi che comportano un miglioramento della qualità del servizio. È composta da una parte applicata alla potenza impegnata (euro/kW/anno) e una parte applicata all'energia consumata (euro/kWh).

51 Fissati con le delibere 29 settembre 2022, 462/2022/R/com, e 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

**TAV. 2.58** Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC3 e UC6	TOTALE
2022	0,750	1,744	0,255	0,064	2,813
2023	0,818	1,778	0,273	0,064	2,933
Differenza	0,068	0,034	0,018	0	0,120
Variazione	9,1%	1,9%	7,1%	0,0%	4,27%

Fonte: ARERA.

**TAV. 2.59** Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh, componenti UC3 e UC6 incluse)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2022	2023	DIFFERENZA	VARIAZIONE
BT usi domestici	4,450	4,559	0,109	2,4%
BT illuminazione pubblica	2,140	2,245	0,105	4,9%
BT altri usi	3,159	3,292	0,133	4,2%
MT illuminazione pubblica	1,425	1,509	0,084	5,9%
MT altri usi	1,602	1,690	0,088	5,5%
AT	0,822	0,889	0,067	8,2%
AAT	0,739	0,802	0,063	8,5%

Fonte: ARERA.

**TAV. 2.60** Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2022	2023	DIFFERENZA	VARIAZIONE
BT usi domestici	0,844	0,907	0,063	7,5%
BT illuminazione pubblica	0,068	0,076	0,008	11,8%
BT altri usi	0,199	0,212	0,014	6,5%
MT illuminazione pubblica	0,061	0,061	0,000	0,0%
MT altri usi	0,024	0,025	0,001	4,2%
AT	0,003	0,003	0,000	0,0%
AAT	0,001	0,001	0,000	0,0%

Fonte: ARERA.

## 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 ha mostrato la consueta variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti. Come si vede nella tavola 2.61, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di



consumo annuo, i valori sono compresi tra i 237 €/MWh, riscontrabili per i clienti medio-grandi (consumi tra 5.000 e 15.000 kWh/anno), e i 590 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti, fatta eccezione per l'ultima classe, la più elevata (consumi oltre 15.000 kWh/anno). Tale andamento risulta riconducibile a quello del costo di approvvigionamento che, come sempre, diminuisce continuamente al crescere del consumo *pro capite*, passando dai 401 €/MWh della classe più piccola ai 261 di quella tra 5 e 15 mila kWh/anno, per poi salire ai 281 €/MWh di quella più grande; tale inversione appare collegata alla maggiore frequenza e rapidità di aggiornamento dei prezzi applicati ai clienti più grandi alla dinamica dei mercati all'ingrosso nazionali ed esteri, che nel 2022 sono stati oggetto di aumenti molto elevati e sempre più intensi per quasi tutto l'anno. Ciò trova riscontro nel confronto con l'anno precedente, da cui emergono aumenti fortissimi, in particolare nella componente approvvigionamento, tanto maggiori quanto più elevata è la dimensione dei clienti: dal +73% per quelli più piccoli (fino a 1.000 kWh/anno) al +121% dei clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno), il cui valore è quindi più che raddoppiato rispetto al 2021. Ovviamente nel prezzo totale, che comprende anche le altre componenti (tranne le imposte), si riscontrano aumenti più contenuti e compresi tra il 10% relativo ai clienti più piccoli (fino a 1000 kWh/anno) e il 72% di quelli più grandi (oltre 15.000 kWh/anno); tale differenziazione dipende, oltre che da quanto visto per la principale componente (approvvigionamento), dai provvedimenti adottati dal Governo e dell'Autorità per contenere gli aumenti nei prezzi finali, che hanno beneficiato in particolare i clienti con consumi più piccoli. A livello complessivo, ovvero per l'insieme di tutti i clienti domestici, si registra un aumento del 46% nel prezzo finale e del 99% nella componente approvvigionamento.

**TAV. 2.61** *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2022 per classe di consumo (quantità energia in GWh, punti di prelievo in migliaia e 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	4.048	8.728	590,0	400,5
1.000-1.800	10.814	7.709	372,4	302,9
1.800-2.500	11.966	5.606	332,2	282,6
2.500-3.500	13.469	4.585	307,8	267,9
3.500-5.000	9.714	2.375	287,9	254,2
5.000-15.000	7.280	1.084	272,6	243,4
> 15.000	1.023	36	282,4	260,8
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>58.313</b>	<b>30.124</b>	<b>336,2</b>	<b>281,1</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola successiva (Tav. 2.62) è riportata la disaggregazione dei prezzi tra mercato libero e servizio di maggior tutela. Per la prima volta dall'avvento della liberalizzazione delle forniture di energia elettrica ai clienti domestici, il mercato libero presenta valori notevolmente inferiori al servizio di maggior tutela, per effetto della predominanza dei contratti a prezzo bloccato nel mercato libero, che hanno contenuto o ritardato, almeno nell'immediato, gli effetti sui clienti finali degli enormi rialzi delle quotazioni nei mercati all'ingrosso evidenziati in precedenza. Così, nell'ambito della componente relativa ai costi di approvvigionamento, mentre il servizio di maggior tutela presenta mediamente un incremento del 161% rispetto all'anno precedente (2021), nel mercato libero l'incremento è limitato al 62%; conseguentemente il mercato libero nel 2022 presenta un valore della componente approvvigionamento mediamente inferiore del 39% alla maggior tutela, con differenziazioni tra le

classi di consumo che sono comprese tra il -29% dei clienti più piccoli (consumi fino a 1.000 kWh/anno) e il -46% delle classi medio-grandi (tra 3.500 e 15.000 kWh/anno).

**TAV. 2.62** *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2022 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	487,6	346,3	-29,0%	677,1	535,8	-20,9%
1.000-1.800	405,1	247,9	-38,8%	472,9	318,3	-32,7%
1.800-2.500	393,2	226,9	-42,3%	440,9	277,4	-37,1%
2.500-3.500	385,8	214,8	-44,3%	424,3	255,3	-39,8%
3.500-5.000	379,0	205,1	-45,9%	411,4	239,2	-41,9%
5.000-15.000	372,0	200,0	-46,2%	399,8	229,6	-42,6%
> 15.000	365,5	223,9	-38,7%	386,0	245,9	-36,3%
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>372,4</b>	<b>227,7</b>	<b>-38,9%</b>	<b>402,5</b>	<b>281,8</b>	<b>-30,0%</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Risultati simili emergono dal confronto tra i due mercati in termini di prezzo finale (al netto delle imposte), che complessivamente nel mercato libero risulta inferiore del 30%, con le stesse differenziazioni tra le classi riscontrate in precedenza: il differenziale è limitato al 21% per i clienti più piccoli (consumi fino a 1.000 kWh/anno), mentre raggiunge il 42% per le classi medio-grandi (tra 3.500 e 15.000 kWh/anno).

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella tavola 2.63 sono riportati i dati relativi alle loro quantità e ai prezzi a loro applicati, distinti per livello di tensione. Rispetto all'anno precedente, si registra un lieve aumento nella quantità di energia venduta (+0,9%) e forti aumenti nei costi di approvvigionamento, tanto maggiori quanto più è elevato il livello di tensione: dal +108% dei clienti serviti in bassa tensione al +148% di quelli in alta e altissima tensione, mentre la variazione media complessiva è pari al 130%.

**TAV. 2.63** *Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2022 per livello di tensione (quantità energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)*

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE
Bassa tensione	70.410	6.995,6	289,3	328,6
Media tensione	98.188	0,7	266,8	290,6
Alta e altissima tensione	25.333	1,1	274,5	282,0
<b>TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI</b>	<b>193.931</b>	<b>6.997,4</b>	<b>276,0</b>	<b>303,3</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.64, infine, illustra la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato. Il mercato libero presenta la componente di approvvigionamento più bassa, che risulta inferiore sia alla maggior tutela (-34%) che, in misura più contenuta (-24%), al servizio a tutele graduali, che beneficia degli effetti competitivi delle procedure concorsuali svolte per l'aggiudicazione di tale servizio. La convenienza rispetto alla maggior tutela

dipende dal più elevato adeguamento di quest'ultima ai forti incrementi dei prezzi all'ingrosso: essa presenta infatti un costo di approvvigionamento aumentato del 149% rispetto al 2021, mentre nel mercato libero l'incremento è limitato al 104%, grazie alla presenza in quest'ultimo di formulazioni contrattuali a prezzo bloccato.

**TAV. 2.64** Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2022 (quantità energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE
<b>Maggior tutela</b>	3.485	1.558,9	419,4	495,6
<b>Tutele graduali</b>	2.303	136,2	362,9	399,3
<b>Salvaguardia</b>	1.497	83,4	367,2	394,2
<b>Mercato libero</b>	63.126	5.217,1	277,6	315,3
<b>CLIENTI NON DOMESTICI IN BT</b>	<b>70.410</b>	<b>6.995,6</b>	<b>289,3</b>	<b>328,6</b>

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 2007<sup>52</sup>, 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 2.65 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2022 per ciascuna delle fasce orarie in cui è articolato il sistema tariffario<sup>53</sup>.

**TAV. 2.65** Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2022 (GWh al lordo delle perdite di rete e prezzi in €/MWh)

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
<b>Mercato del giorno prima (MGP)</b>	9.710	8.217	9.872	27.799
<b>Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)</b>	-	-	-	-
<b>Sbilanciamento Unità di consumo<sup>(A)</sup></b>	-133	-6	29	-110
<b>TOTALE</b>	<b>9.577</b>	<b>8.211</b>	<b>9.901</b>	<b>27.689</b>
<b>Media del prezzo di cessione</b>	<b>349,71</b>	<b>349,91</b>	<b>293,39</b>	<b>-</b>

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111, e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

<sup>52</sup> Ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73.

<sup>53</sup> 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.

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 100% del proprio fabbisogno senza ricorrere al MPEG (Mercato dei prodotti giornalieri); inoltre, come già nel 2021, anche nel 2022 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 inferiore all'1% del fabbisogno. Con riferimento al 2023<sup>54</sup>, l'ammontare di energia elettrica acquistata, e da acquistare, sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno dell'Acquirente unico<sup>55</sup>, stimato pari a circa 20 TWh.

L'ultima riga della tavola riporta invece il prezzo di cessione applicato nel 2022 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 salito considerevolmente, dal 2,25% del 2021 al 3,12% del 2022, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat<sup>56</sup>.

Poiché anche il peso dell'altro segmento energetico soggetto alla regolazione dell'Autorità, ovvero il gas, è sensibilmente aumentato nel 2022 (si veda il Capitolo 3 di questo stesso Volume), l'incidenza dei beni energetici regolati dall'Autorità è salita dal 4,28% (2021) al 5,64% (2022). 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 7% (era il 5,76% nel 2021).

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat è più che raddoppiato nel corso del 2022: dal 182,4 di gennaio (a sua volta sensibilmente superiore al 148,2 del mese precedente) al 393 di dicembre, con il picco di 401 a novembre (Tav. 2.66). I tassi di variazione a 12 mesi sono compresi tra il +62% di gennaio e il +199% di ottobre, mentre in media d'anno l'aumento è stato pari al 110,4%.

Nell'ultimo triennio il tasso di variazione dell'elettricità a 12 mesi è risultato negativo in tutti i mesi del 2020, è tornato positivo nel gennaio 2021 con valori via via più elevati, che hanno raggiunto il picco sopra menzionato del 199% nell'ottobre 2022. Tali valori risultano dalla combinazione di due sottoinsiemi: gli indici del mercato libero e quelli del servizio di maggior tutela. Nell'ultimo triennio il mercato libero ha presentato incrementi mensili più elevati nel 2020 (in media 6 punti in più della tutela), dal gennaio 2021 all'aprile 2022 si è verificata la situazione opposta (mercato libero con variazioni inferiori di circa 26 punti), mentre da maggio 2022 il mercato libero è tornato a presentare aumenti molto più elevati (in media 94 punti in più della tutela). Nel suo insieme, il tasso di variazione dell'elettricità nella prima metà dell'ultimo triennio è stato generalmente superiore (circa 2,5 punti) a quello dell'insieme dei beni energetici (Fig. 2.30), in seguito per un breve periodo (da luglio a ottobre 2021) è risultato inferiore (circa 5 punti

<sup>54</sup> I dati relativi all'anno 2023 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2023.

<sup>55</sup> 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.

<sup>56</sup> 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.

percentuali in meno). Da novembre 2021 il tasso di variazione dell'energia elettrica è sempre stato superiore, in misura via via crescente, a quello dell'insieme dei beni energetici, con un divario che è salito dai 2,5 punti del novembre 2021 ai 100 del dicembre 2022, dopo avere toccato il massimo di 128 nel mese di ottobre.

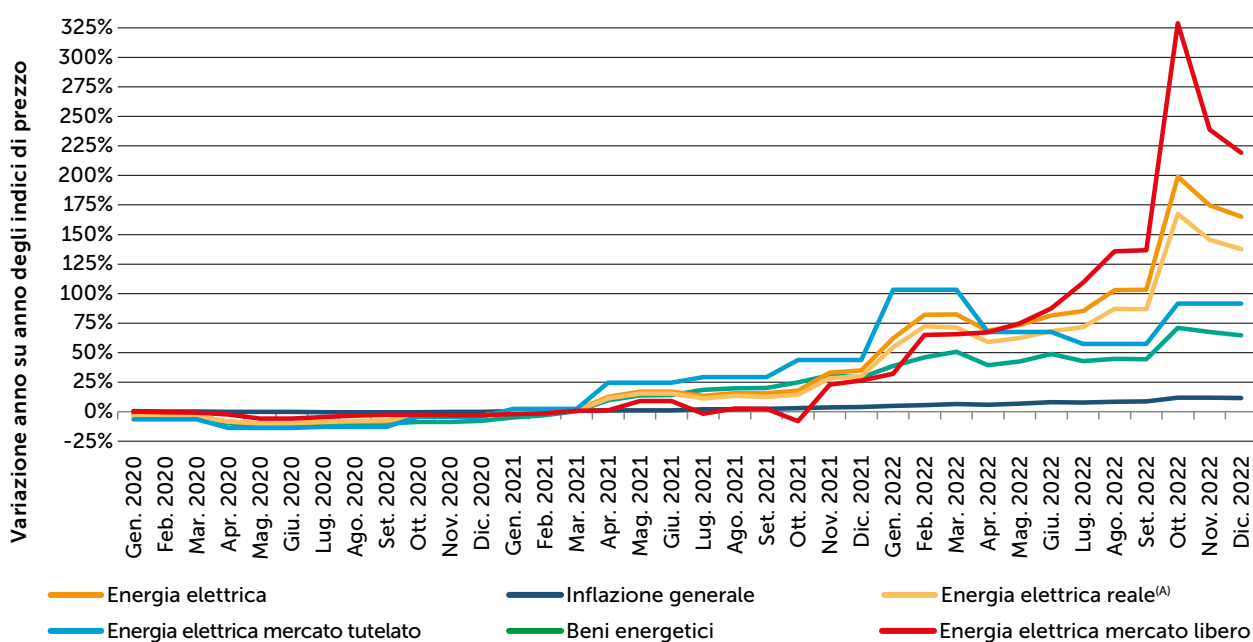
**TAV. 2.66** Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015 = 100 e variazioni percentuali)

MESE	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	182,4	62,1%	108,3	4,8%	168,4	54,6%
Febbraio	203,8	82,0%	109,3	5,7%	186,5	72,1%
Marzo	205,4	82,4%	110,4	6,5%	186,1	71,3%
Aprile	194,1	68,5%	110,3	6,0%	176,0	59,0%
Maggio	202,5	73,5%	111,2	6,8%	182,1	62,4%
Giugno	211,9	81,4%	112,5	8,0%	188,4	68,0%
Luglio	213,6	85,3%	113,0	7,9%	189,0	71,6%
Agosto	241,3	102,9%	113,9	8,4%	211,9	87,3%
Settembre	241,8	103,4%	114,2	8,9%	211,7	86,8%
Ottobre	384,9	199,1%	118,1	11,8%	325,9	167,4%
Novembre	401,0	174,7%	118,7	11,8%	337,8	145,7%
Dicembre	393,1	165,2%	119,0	11,6%	330,3	137,6%
ANNO 2022	256,3	110,4%	113,2	8,2%	224,5	93,0%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

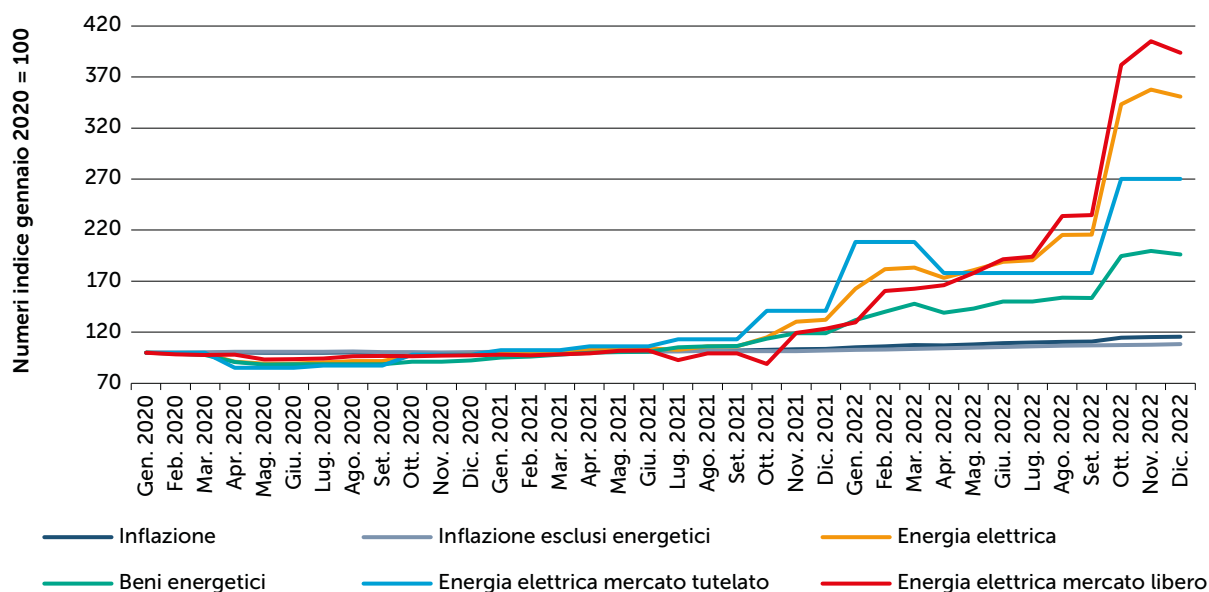
Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

**FIG. 2.30** Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio

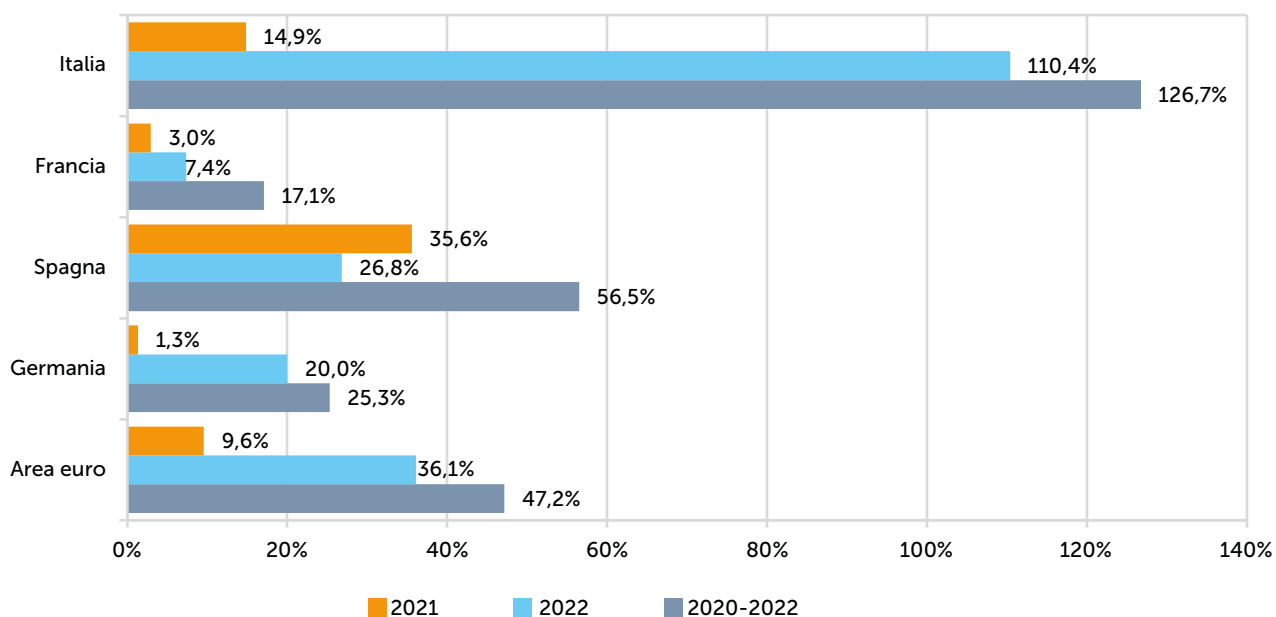


(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

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.

**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.

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 2020). Nel corso del primo anno vi sono stati dei cali in tutti i prezzi energetici a causa dell'insorgere dell'evento pandemico, cali che sono poi stati riassorbiti nella prima parte del 2021. L'impennata dei mesi successivi ha condotto a fine triennio al raddoppio dell'indice dei prezzi energetici rispetto alla situazione iniziale, mentre per l'energia elettrica il livello finale dell'indice è 3,5 volte quello di partenza; questo risultato deriva dalla composizione tra la dinamica del servizio di tutela, il cui

livello finale è 2,75 volte quello iniziale, e il mercato libero, che presenta un livello finale pari a 4 volte quello iniziale. L'evoluzione dei prezzi dei beni energetici nel loro insieme ha determinato circa la metà dell'inflazione del triennio (7,3 punti percentuali su 15,6), come mostrato dal confronto tra l'indice generale dei prezzi e l'indice generale al netto degli energetici.

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).

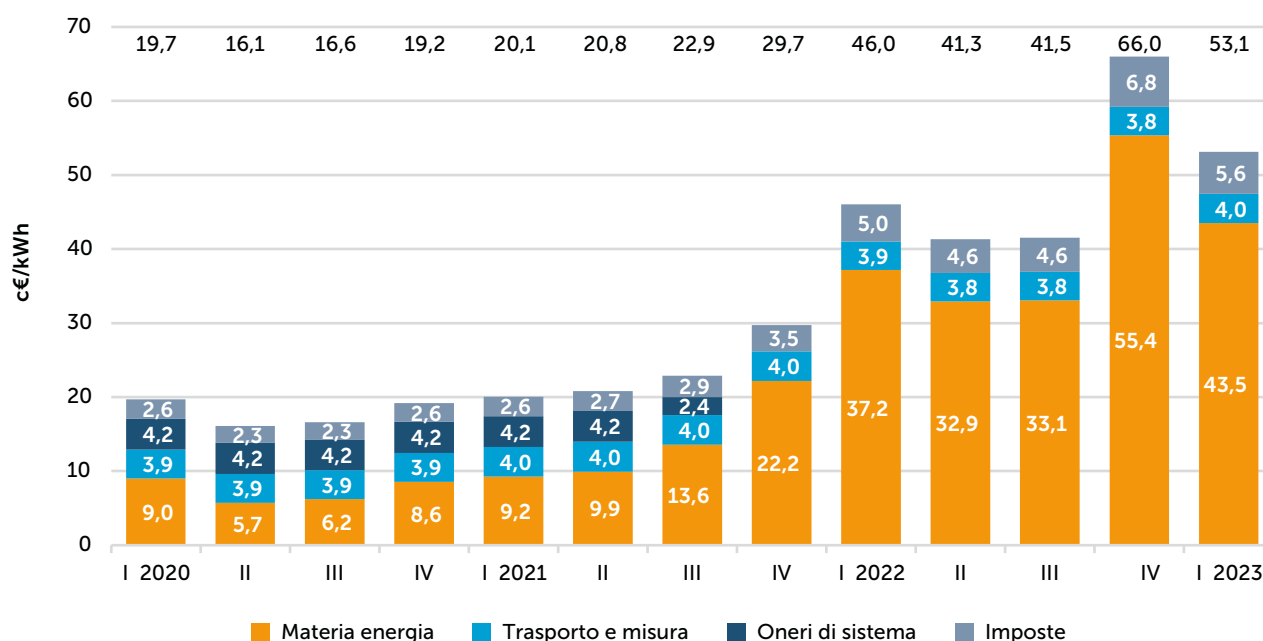
## Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

Il prezzo di fornitura nel servizio di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW (consumatore tipo) ha risentito negli ultimi tre anni degli effetti della pandemia. Dopo avere toccato un punto di minimo pluriennale nel secondo semestre 2020 (16 c€/kWh), la graduale ripresa delle attività ha determinato nei dodici mesi successivi una progressiva risalita verso i valori pre-pandemia (20 c€/kWh); dopo la metà del 2021 gli incrementi sono stati sempre più forti e hanno condotto a un valore più che raddoppiato a inizio 2022 (46 c€/kWh), pure in presenza delle significative misure di contenimento adottate dal Governo e dall'Autorità già tre mesi prima. 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 a inizio 2023 si è avuta una significativa inversione di tendenza, con un calo del 20% (circa 13 c€/kWh in meno) rispetto al trimestre precedente (Fig. 2.33).

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 periodo considerato (da gennaio 2020 a gennaio 2023) tale componente ha presentato un minimo (5,7 c€/kWh) nel secondo trimestre 2020 per poi salire progressivamente sino a decuplicare nell'ultimo trimestre del 2022 (55,4 c€/kWh), salvo poi scendere significativamente (-21%) a inizio 2023, quando ha registrato un calo di circa 12 c€/kWh;
- i costi di trasporto e misura sono rimasti sostanzialmente stabili in tutto il periodo intorno al valore medio di 3,9 c€/kWh, salvo un lieve aumento a inizio 2023 (4 c€/kWh);
- gli oneri di sistema presentano dapprima un valore medio prossimo a quello della voce precedente (4,18 c€/kWh), mentre dopo la metà del 2021 sono stati oggetto di interventi del Governo che hanno condotto dapprima alla loro riduzione a 2,44 c€/kWh nel terzo trimestre del 2021 e successivamente al loro azzeramento a partire dal trimestre successivo, fino al primo trimestre 2023.

**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.

Al 1° gennaio 2023, 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 47,48 c€/kWh al netto delle imposte e a 53,11 c€/kWh al lordo delle imposte (Fig. 2.34).

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica nel primo trimestre 2023 hanno un'incidenza dell'82%, quasi raddoppiata rispetto all'inizio del triennio considerato (46%). Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

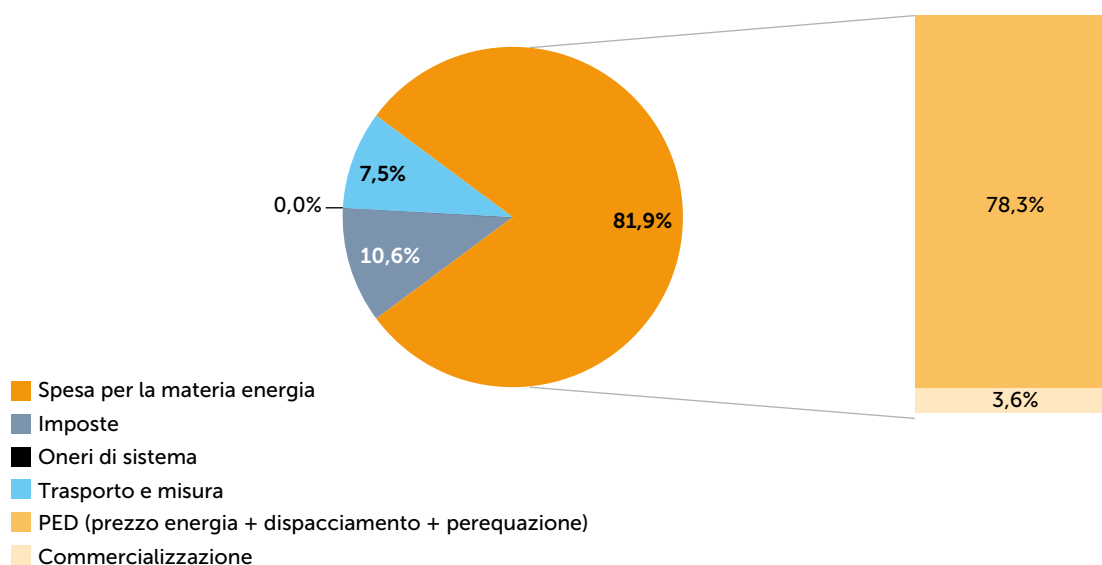
- i costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (elemento PE);
- i costi di dispacciamento (elemento PD);
- i saldi risultanti dal sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (elementi PPE<sub>1</sub> e PPE<sub>2</sub>);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e DISP<sub>BT</sub>).

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 7,5% del prezzo lordo complessivo, incidenza quasi dimezzata rispetto a inizio 2020 (20%).

Infine, al 1° gennaio 2023, come già nei 15 mesi precedenti, gli oneri generali di sistema (che a inizio triennio costituivano circa il 21% del prezzo totale) sono stati azzerati in virtù delle misure adottate da Governo e Autorità per neutralizzare parte dei forti aumenti nella componente materia prima e contenere quindi l'aumento nel prezzo finale. Per questo motivo la presente Relazione non include la consueta tavola che illustra la ripartizione del gettito proveniente dagli oneri generali di sistema tra le sue diverse componenti.



**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.

## Qualità del servizio

### Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

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 2022 risulta in sostanziale continuità con l'anno precedente. Nella tavola 2.67 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS negli anni dal 2010 al 2021.

**TAV. 2.67** Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti (in MWh)

ANNO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ENS <sup>(A)</sup>	2.175	3.131	4.460	2.980	1.693	3.211	1.686	4.104	4.033	10.179	2.431	1.481	1.589

(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: comunicazioni di Terna ad ARERA.

Nella tavola 2.68 sono riportati il numero degli incidenti rilevanti, cioè le interruzioni con ENS superiore a 250 MWh, e la relativa ENS nel periodo 2010-2022. Il calcolo della ENS considera gli interventi delle imprese distributrici le quali, quando si verificano disalimentazioni di una o più cabine primarie, intervengono controalimentando gli utenti connessi alle reti di distribuzione tramite altre cabine primarie e tramite la rete di distribuzione (c.d. mitigazione).

Nel 2022 non si sono registrati incidenti rilevanti.

**TAV. 2.68** Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti (numero di incidenti rilevanti ed ENS in MWh)

ANNO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Incidenti rilevanti	1	2	3	2	0	2	1	2	1	4	1	1	0
ENS	339	1.305	2.985	1.163	0	1.876	295	1.593	2.437	8.063	828	308	0

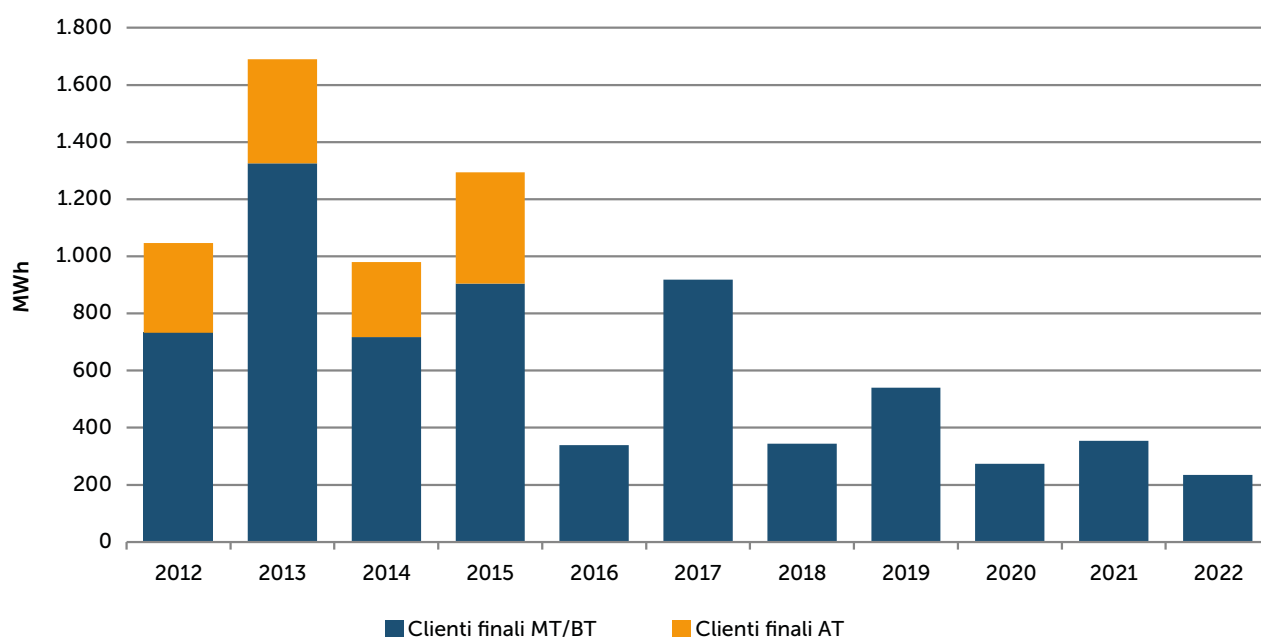
Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

Nella tavola 2.69 è riportato il numero di episodi di mitigazione effettuati dalle imprese distributrici nel periodo 2012-2022 e l'entità complessiva dell'energia controalimentata.

**TAV. 2.69** Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici (numero di episodi e MWh)

ANNO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Episodi	17	22	9	17	6	12	17	18	41	26	20
Energia oggetto di mitigazione	447	1.408	353	232	133	1.392	785	275	1.844	910	542

Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

**FIG. 2.35** Energia elettrica non fornita regolata soggetta a premi-penalità

Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

L'Autorità ha definito una regolazione premi-penalità dell'affidabilità del servizio di trasmissione, il cui indicatore è la ENS per cause riconducibili all'operato di Terna e per alcuni tipi di eventi eccezionali, applicando una funzione di smussamento per la ENS determinata da incidenti rilevanti (ENS regolata).

L'andamento della ENS regolata negli anni dal 2012 al 2022 (Fig. 2.35) evidenzia che la regolazione premi-penalità dell'Autorità e le azioni di Terna hanno determinato un *trend* di riduzione dell'energia non fornita, significativa-

mente superiore agli obiettivi fissati sulla base di dati storici. Infatti, i livelli effettivi osservati negli anni 2020-2022 sono mediamente nell'ordine di 300 MWh/anno, cioè molto al di sotto del livello obiettivo, pari a 791 MWh/anno per il 2022 (nel 2016 il livello obiettivo era fissato a 980 MWh/anno).

Occorre precisare, comunque, che 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 in quanto i clienti finali sono oggetto di regolazione individuale.

Il numero medio delle interruzioni di durata superiore a un secondo per utente dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, inclusi gli incidenti rilevanti, è riportato nella tavola 2.70. Nel 2022 tale numero medio, su base nazionale, è in leggera riduzione rispetto al biennio 2019-2020 e sostanzialmente in linea con la media degli anni 2017-2018.

**TAV. 2.70** *Numero medio di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti) per utente direttamente connesso con la RTN<sup>(A)</sup>*

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Torino	0,21	0,25	0,20	0,25	0,29	0,47	0,47	0,48	0,46	0,63	0,72	0,29	0,31
Milano	0,10	0,09	0,16	0,18	0,20	0,42	0,25	0,27	0,27	0,30	0,55	0,27	0,23
Padova	0,29	0,31	0,33	0,46	0,89	0,45	0,44	0,47	0,53	0,62	0,77	0,23	0,28
Firenze	0,19	0,14	0,16	0,25	0,17	0,65	0,22	0,57	0,40	0,33	0,43	0,23	0,13
Roma	0,32	0,42	0,70	0,57	0,45	0,75	0,55	0,83	0,67	0,51	0,62	0,57	0,51
Napoli	1,14	0,90	0,99	0,95	0,95	1,04	0,65	0,81	1,14	1,62	1,02	1,68	1,63
Palermo	0,80	0,95	0,79	0,84	1,11	0,89	0,70	0,60	0,76	0,82	1,07	0,66	0,51
Cagliari	0,11	0,27	0,41	0,73	2,33	0,61	0,16	0,44	0,29	0,23	0,56	0,28	0,22
TOTALE TERNA	0,39	0,39	0,45	0,49	0,61	0,65	0,44	0,57	0,59	0,70	0,72	0,59	0,56

(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 2.71 alla 2.74 sono sintetizzate le principali evidenze emerse nel periodo 2015-2022, 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 2022 l'indicatore sintetico di disponibilità di tutti gli elementi di rete è allineato rispetto al dato del 2021, in calo significativo rispetto al 2017, con un leggero incremento rispetto al 2021 nelle aree operative territoriali di Cagliari, Firenze, Milano, Napoli e Torino e una riduzione nelle altre tre aree.

**TAV. 2.71** *Indicatore di disponibilità ASAI<sup>(A)</sup> relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale*

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Torino	98,922%	98,977%	98,964%	98,981%	98,824%	98,885%	98,566%	98,876%
Milano	99,096%	99,122%	98,933%	98,772%	98,526%	98,563%	97,993%	98,096%
Padova	99,041%	99,254%	99,073%	98,826%	98,623%	98,663%	98,742%	98,538%
Firenze	98,856%	98,813%	98,913%	98,770%	98,526%	98,577%	98,124%	98,224%
Roma	99,233%	99,144%	98,944%	99,231%	99,072%	98,915%	98,722%	98,673%
Napoli	99,314%	99,504%	99,246%	99,060%	98,950%	98,915%	98,535%	98,849%
Palermo	99,220%	99,278%	99,254%	99,312%	99,371%	99,101%	98,833%	98,576%
Cagliari	99,328%	99,181%	99,131%	98,578%	98,172%	98,444%	97,745%	98,061%
TOTALE TERNA	99,101%	99,163%	99,043%	98,939%	98,760%	98,759%	98,435%	98,518%

(A) Average system availability index: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

**TAV. 2.72** *ASAI<sup>(A)</sup> relativo alle linee elettriche aeree*

TENSIONE LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Linee ≤ 150 kV	99,085%	99,127%	98,890%	98,662%	98,517%	98,477%	98,037%	98,306%
Linee 220 kV	97,416%	98,267%	97,034%	96,778%	94,906%	95,446%	94,771%	93,528%
Linee 380 kV	98,476%	99,034%	98,195%	98,310%	97,589%	97,593%	97,511%	96,713%

(A) Average system availability index: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

**TAV. 2.73** *Percentuale di indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione*

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Indisponibilità<sup>(A)</sup> programmata</b>								
Linee ≤ 150 kV	0,7%	0,8%	0,9%	1,0%	1,1%	1,1%	1,4%	1,4%
Linee 220 kV	2,2%	1,5%	2,3%	2,5%	4,3%	3,5%	3,5%	3,5%
Linee 380 kV	1,2%	0,8%	1,3%	1,4%	1,6%	1,7%	2,2%	3,0%
<b>Indisponibilità<sup>(A)</sup> non programmata</b>								
Linee ≤ 150 kV	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,5%	0,3%
Linee 220 kV	0,4%	0,3%	0,7%	0,7%	0,8%	1,0%	1,8%	3,0%
Linee 380 kV	0,3%	0,2%	0,5%	0,3%	0,8%	0,7%	0,3%	0,3%

(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. 2.74** *Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione*

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Tempo complessivo medio di permanenza in assetto radiale per un utente strutturalmente connesso in assetto magliato (ore/anno)</b>								
<b>Linee ≤ 150 kV</b>	25,360	23,147	25,310	25,631	27,077	30,820	29,953	30,01
<b>Linee 220 kV</b>	38,010	14,991	45,405	13,054	16,945	14,842	41,570	34,844
<b>Linee 380 kV</b>	-	-	-	-	20,832	55,958	39,748	10,36

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

## Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

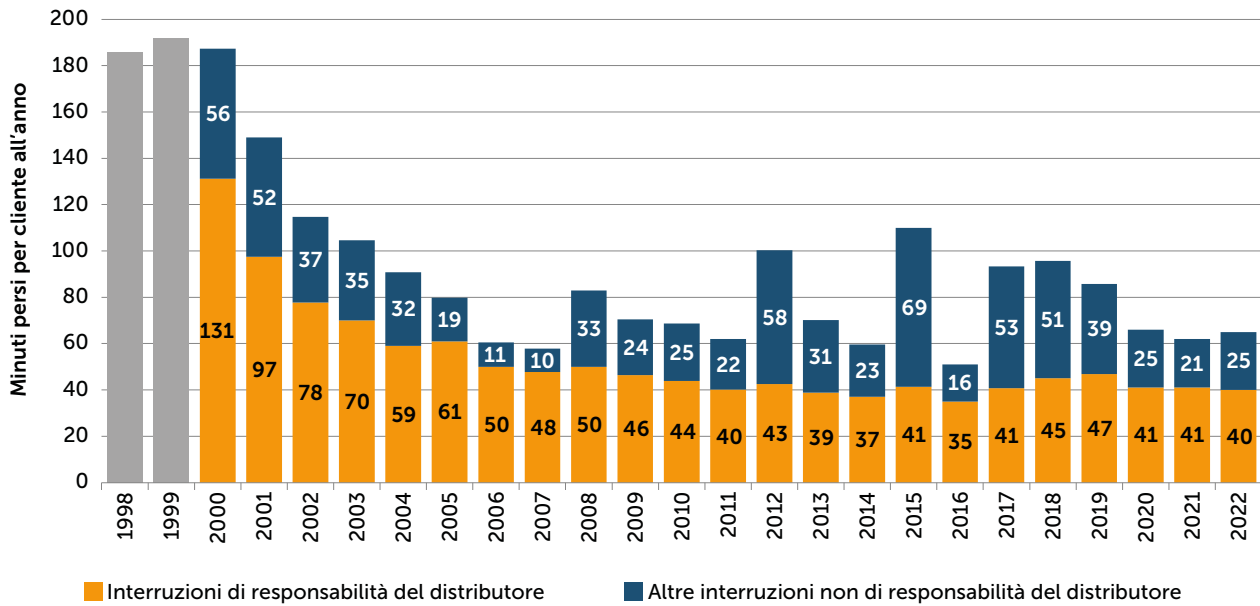
### Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

Nel 2022 si registra un lieve peggioramento rispetto al 2021, sia per la durata media delle interruzioni per utente (65 minuti), sia per il numero medio delle interruzioni per utente (4,21).

I dati confermano comunque il deciso miglioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al triennio 2017-2019, anni in cui l'impatto di eventi meteorologici eccezionali ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni. Per il numero delle interruzioni il dato 2022 è in lieve miglioramento rispetto alla media del periodo 2017-2019.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2022, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 40 minuti a livello nazionale (Figg. 2.36 e 2.37) 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 si attesta a 3,14 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Figg. 2.38 e 2.39). Nel calcolo di tali valori sono dedotte: le interruzioni con origine sull'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.

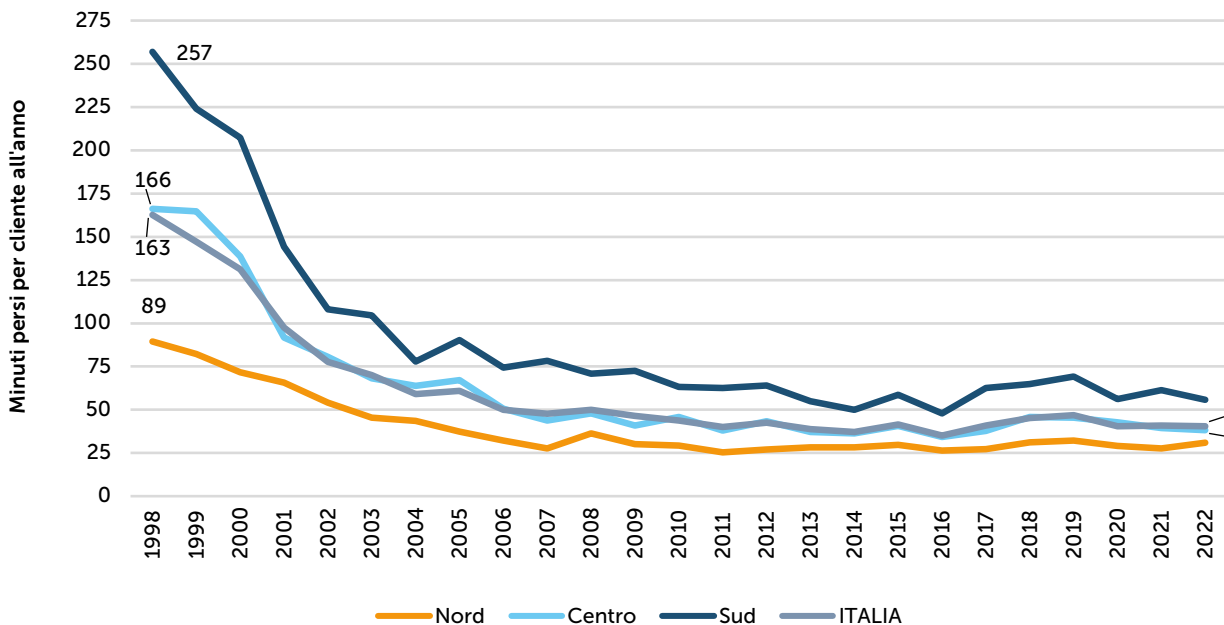
**FIG. 2.36** Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione<sup>(A)</sup>



(A) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sull'RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti).

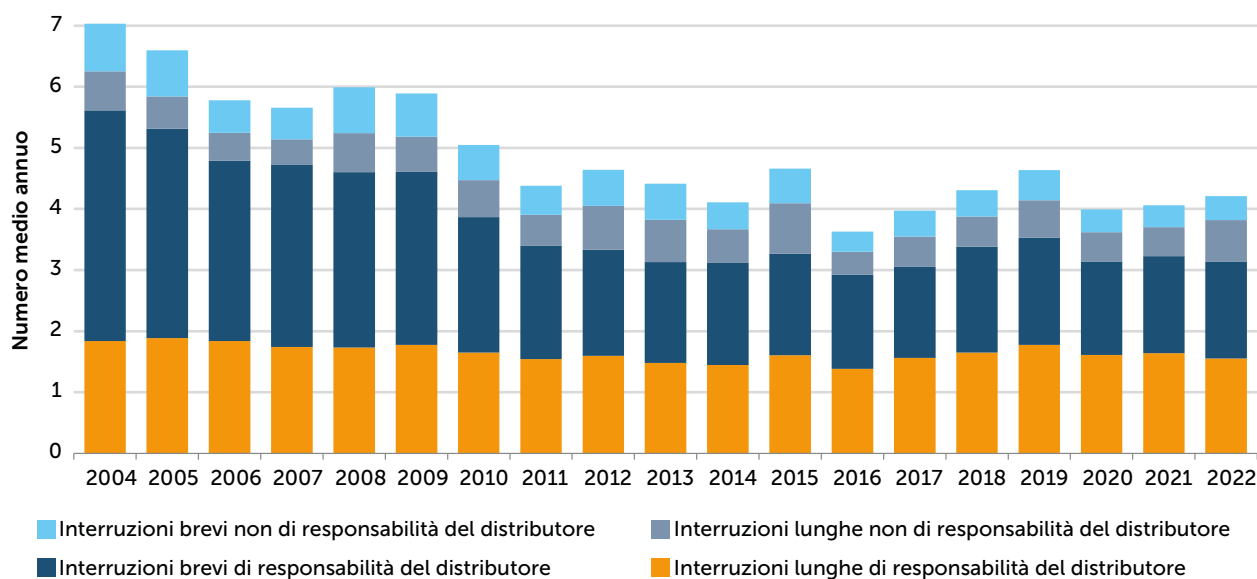
Fonte ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

**FIG. 2.37** Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

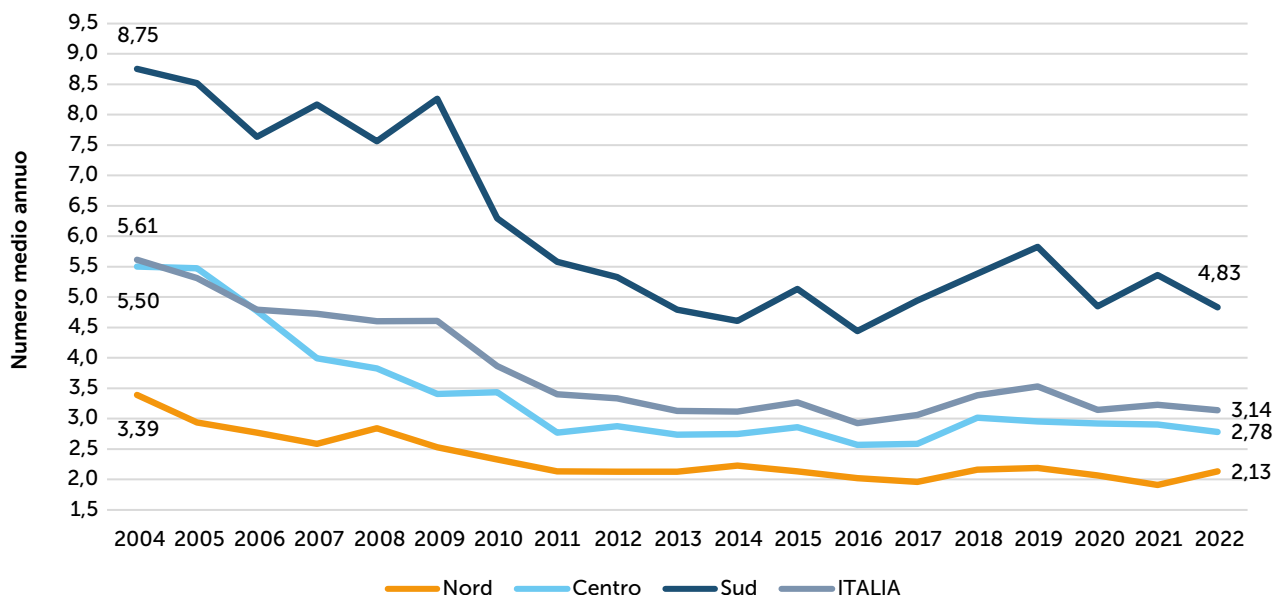
**FIG. 2.38** Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione<sup>(A)</sup>



(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

**FIG. 2.39** Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.75 mostra i valori di continuità del servizio su base regionale (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti 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) registrate nel corso del 2022.

**TAV. 2.75** Durata (minuti persi) e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2022

REGIONE O AREA	DURATA DELLE INTERRUZIONI AL NETTO DEI FURTI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	49	1,64	1,30	1,83
Valle d'Aosta	20	0,70	0,86	0,54
Liguria	45	1,45	1,12	1,33
Lombardia	21	0,73	0,94	0,82
Trentino-Alto Adige	43	1,48	1,51	3,06
Veneto	43	1,24	1,48	3,29
Friuli-Venezia Giulia	39	1,14	1,34	1,54
Emilia-Romagna	39	1,27	1,47	2,41
Toscana	85	1,62	1,71	2,03
Marche	49	1,76	1,77	4,37
Umbria	65	1,61	1,86	3,76
Lazio	69	2,29	1,76	3,39
Abruzzo	89	2,49	2,61	8,16
Molise	59	1,83	2,64	5,46
Campania	136	4,75	3,31	3,96
Puglia	81	3,40	3,19	5,49
Basilicata	59	2,14	2,07	5,78
Calabria	74	3,21	2,35	6,50
Sicilia	93	3,89	3,46	6,88
Sardegna	77	2,81	3,27	5,38
<b>Nord</b>	<b>43</b>	<b>1,39</b>	<b>1,30</b>	<b>1,96</b>
<b>Centro</b>	<b>72</b>	<b>1,94</b>	<b>1,76</b>	<b>3,06</b>
<b>Sud</b>	<b>96</b>	<b>3,63</b>	<b>3,12</b>	<b>5,77</b>
<b>ITALIA</b>	<b>65</b>	<b>2,23</b>	<b>1,98</b>	<b>3,42</b>

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

## 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 (o tendenziale) 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.



Confrontando il dato 2022 con quello del 2019, per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori, i miglioramenti (in media) sono più elevati rispetto agli ambiti non soggetti a esperimenti (Tav. 2.76).

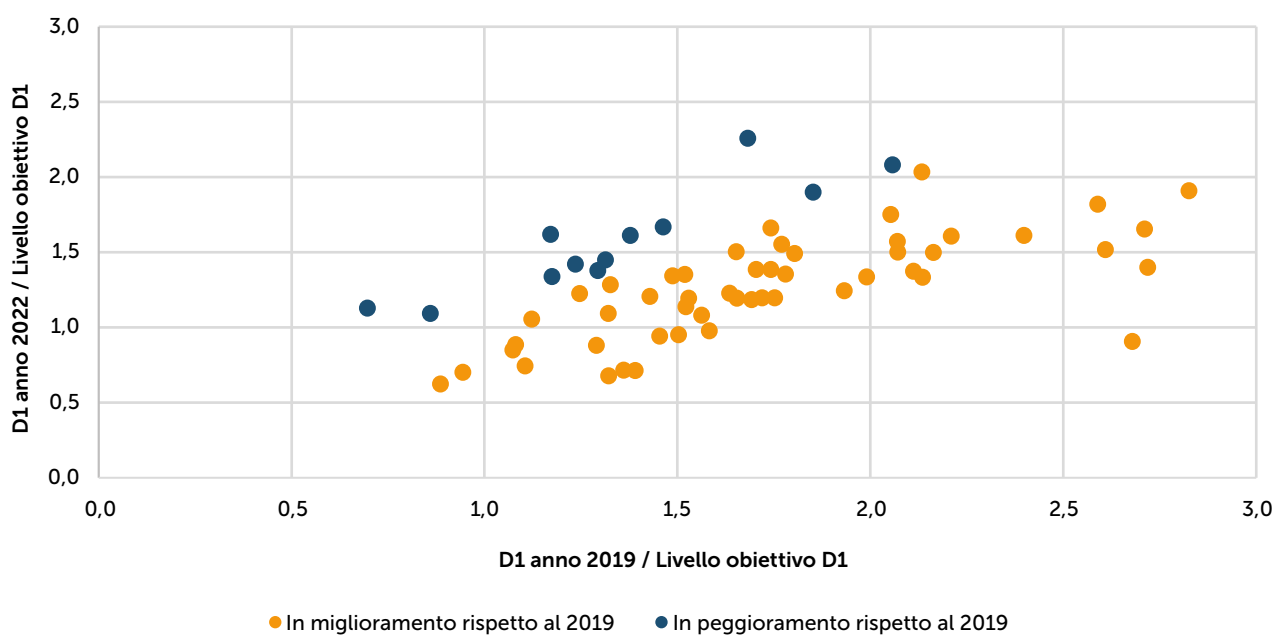
**TAV. 2.76** Percentuale media di miglioramento della durata (D1) e del numero (N1) nell'anno 2022 rispetto al 2019: confronto fra ambiti soggetti a esperimenti regolatori e ambiti non soggetti a esperimenti

REGOLAZIONE	NUMERO DI UTENTI BT	NUMERO DI AMBITI	% DI MIGLIORAMENTO INDICATORE D1	% DI MIGLIORAMENTO INDICATORE N1
Ambiti soggetti a esperimenti	9.831.967	63	21,0%	18,7%
Ambiti non soggetti a esperimenti	26.936.284	268	9,6%	5,5%

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

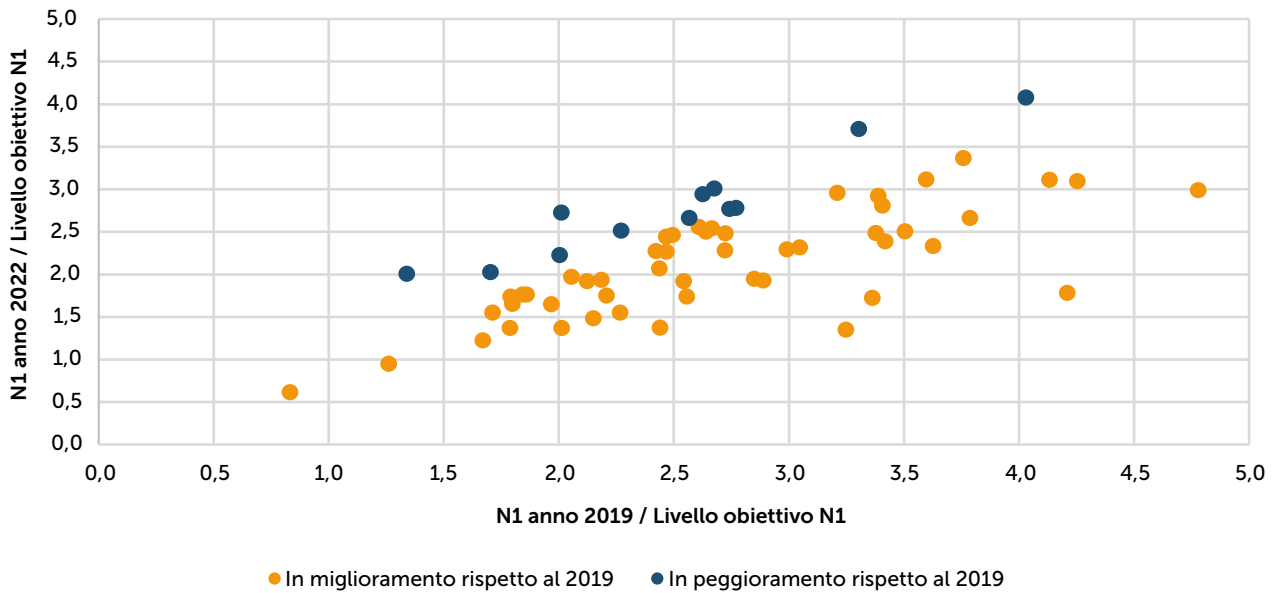
Per ogni ambito territoriale e separatamente per la durata (D1) e il numero (N1), il confronto fra il dato 2022 (in ordinata) e il dato 2019 (in ascissa), entrambi rapportati ai livelli obiettivo fissati dall'Autorità (28, 45, 68 minuti per la durata e 1,20, 2,25, 4,30 interruzioni per il numero, rispettivamente per i comuni sopra 50.000 abitanti, per comuni con 5.000-50.000 abitanti e per comuni con al massimo 5.000 abitanti), evidenzia che la continuità del servizio è migliorata nel 2022 rispetto al 2019 per la maggior parte degli ambiti in esperimento (Figg. 2.40 e 2.41).

**FIG. 2.40** Durata di interruzione (D1) nel 2022 a confronto con quella del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

**FIG. 2.41** Numero di interruzioni (N1) nel 2021 a confronto con quello del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori

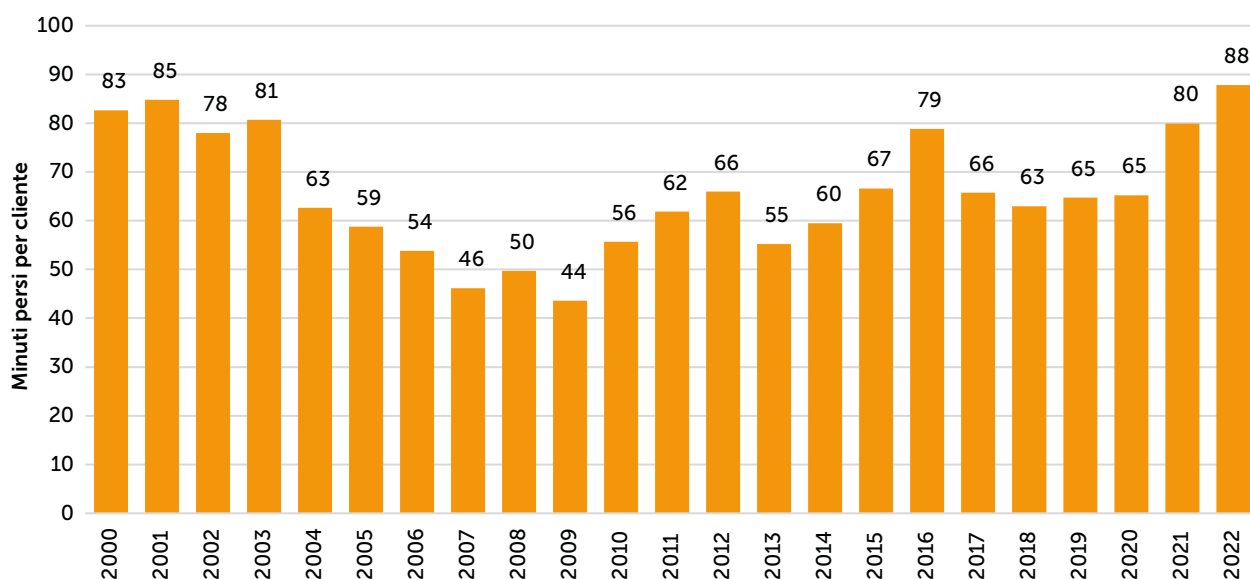


Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

## Durata di interruzioni di energia elettrica con preavviso

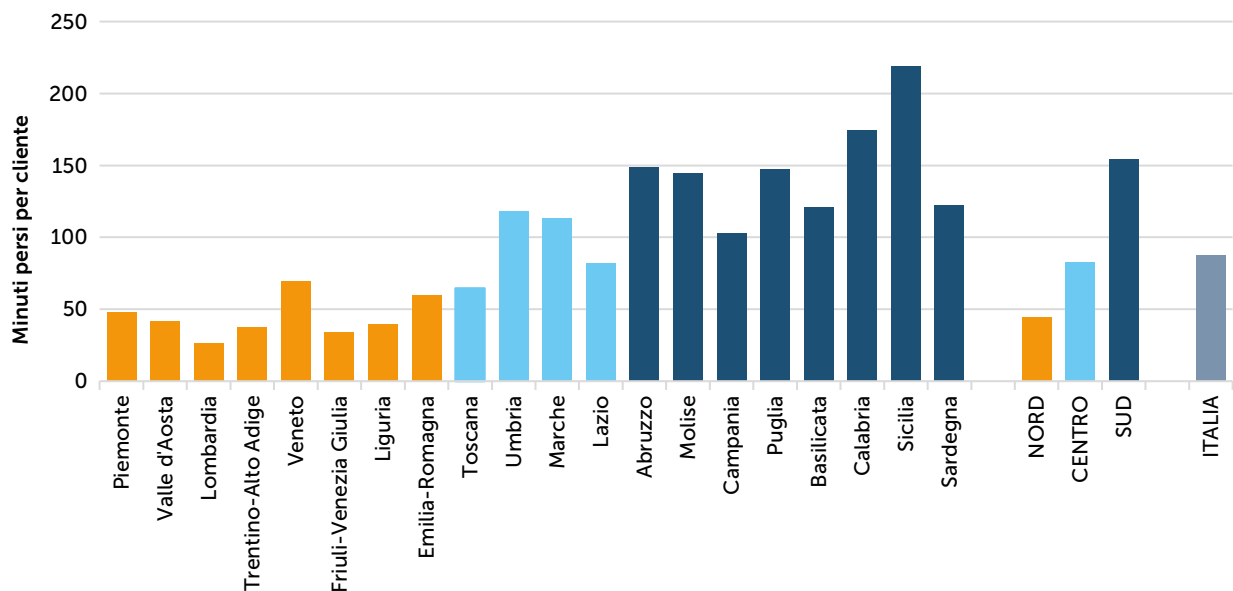
Nel 2022, come già nel 2021, si è registrato un aumento della durata media delle interruzioni rispetto al quadriennio precedente 2017-2020. Questo effetto è dovuto principalmente al deciso aumento delle connessioni dell'utenza, in particolare di produttori, e alla conseguente crescita delle attività di potenziamento e sviluppo della rete da parte delle imprese distributrici, che comportano un aumento delle interruzioni con preavviso (Figg. 2.42 e 2.43).

**FIG. 2.42** Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per utente in bassa tensione



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

**FIG. 2.43** Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per utente in bassa tensione, per regione, nel 2022



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

## 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 avere inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità.

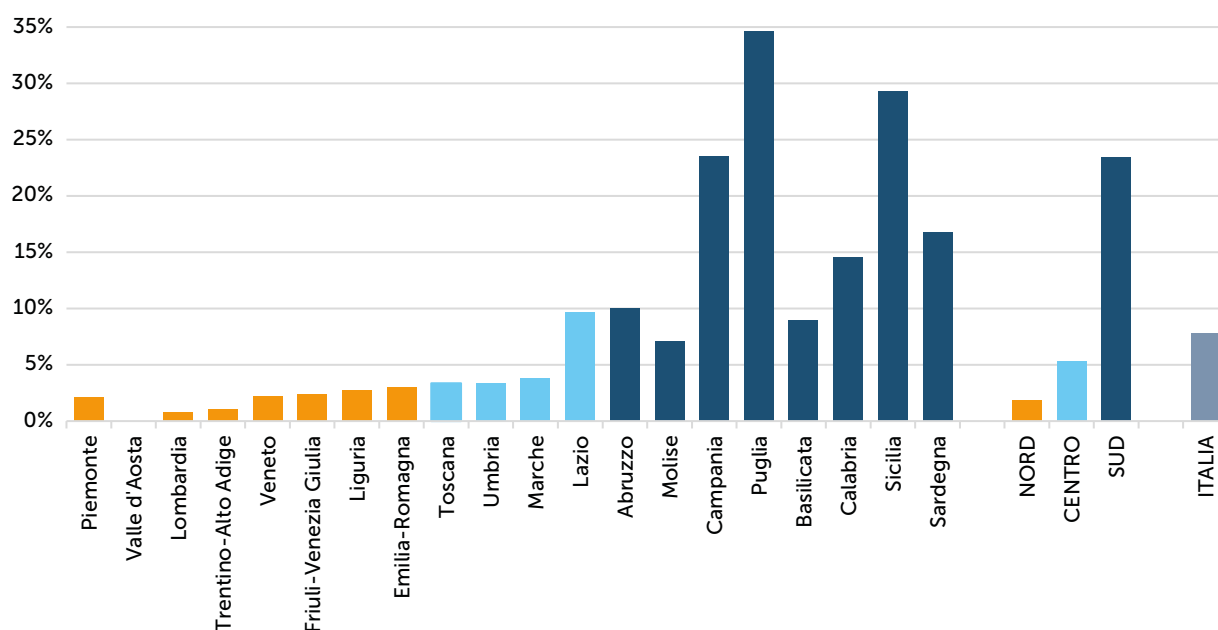
Gli utenti in media tensione che nel 2022 hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti") sono localizzati in maggioranza nelle Regioni del Sud. Qui la percentuale degli utenti peggio serviti è pari al 23%, ben oltre l'8% medio nazionale (Fig. 2.44).

Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS), perché la non adeguatezza dei loro impianti potrebbe comportare, per guasti all'interno degli stessi, interruzioni a tutti gli utenti connessi alla medesima linea elettrica.

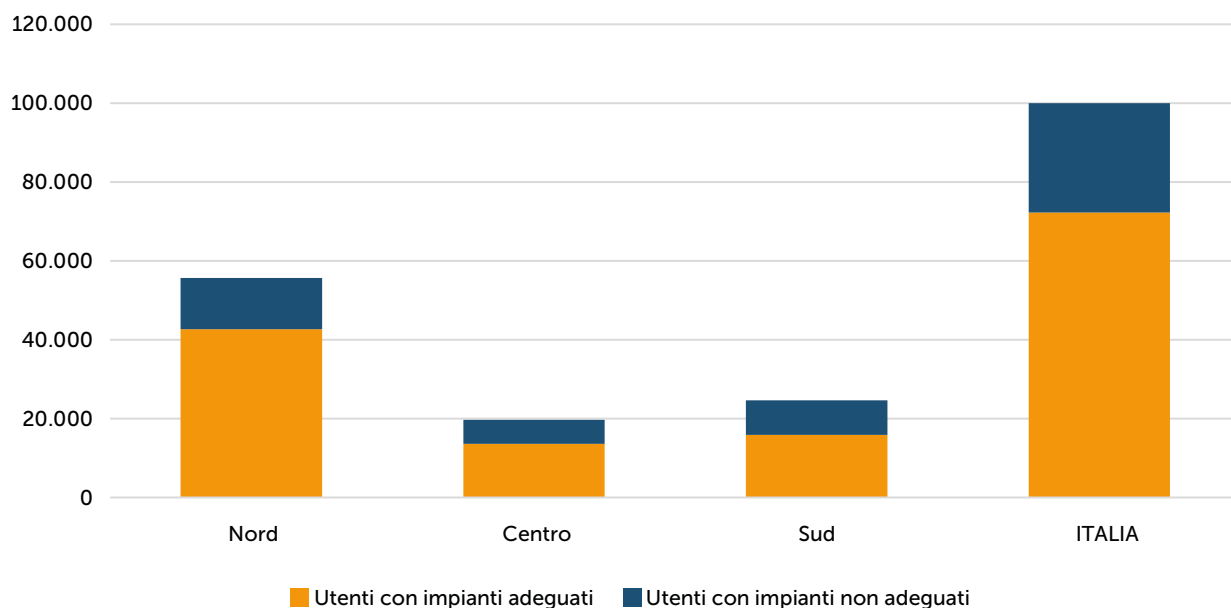
Per l'anno 2022 il CTS complessivamente pagato ammonta a circa 29 milioni di euro, che portano a un totale di circa 630 milioni di euro pagati nel periodo 2007-2022; nel 2022 l'importo medio del CTS corrisposto dagli utenti per ogni impianto non adeguato (complessivamente, gli impianti non adeguati sono pari a poco meno di 28.000) ha superato di poco i 1.000 euro.

L'ammontare derivante dal corrispettivo tariffario specifico CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2022 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 al 31 dicembre 2022, che ha superato le 72.000 unità (Fig. 2.45); al 31 dicembre 2021 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. 2.44** Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2022



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

**FIG. 2.45** Numero di utenti in media tensione con impianti adeguati e non adeguati nel 2022

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Le penalità versate dalle imprese distributrici per eccessivo numero di interruzioni durante l'anno 2022 sono in diminuzione rispetto al 2021, come mostrato nella tavola 2.77; ciò è dovuto al miglioramento del numero medio delle interruzioni per utente di responsabilità delle imprese distributrici rispetto al 2021.

**TAV. 2.77** Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni (in milioni di euro)

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CORRISPOSTE A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	ECCEDEZZA VERSATA A CSEA
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

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

## 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, 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 2022 sono ancora in fase di elaborazione e verifica, la tavola 2.78 riporta il numero medio di buchi di tensione registrati nel periodo 2016-2021 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.

La tavola 2.79 riporta il numero medio di buchi di tensione per semisbarra monitorata nell'anno 2021, resi disponibili 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.

I buchi di tensione "severi", oggetto di pubblicazione dell'Autorità, sono evidenziati nelle celle più scure della tavola. Più precisamente, sono quelli di cui alla norma CEI EN 50160 classificati come N3b con l'ulteriore esclusione delle celle caratterizzate da durata 10-200 ms e tensione residua minore del 40%, in quanto, pure impattando negativamente sugli utenti, sono tipicamente conseguenti a guasti eliminati dal corretto funzionamento dei sistemi di protezione.

**TAV. 2.78** *Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione*

INDICATORE <sup>(A)</sup>	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>N: numero dei buchi di tensione</b>	84,93	100,97	109,99	100,86	79,57	78,78
<b>N2a: numero dei buchi con classe di severità 2</b>	30,74	37,21	36,80	32,26	27,12	27,18
<b>N3b: numero dei buchi con classe di severità 3</b>	12,39	14,35	14,65	12,45	9,92	9,98

(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.

**TAV. 2.79** Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2021

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA <sup>(A)</sup>				
	10-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
$80 \leq u < 90$	31,59	3,95	0,85	0,56	0,50
$70 \leq u < 80$	13,69	2,38	0,30	0,09	0,02
$40 \leq u < 70$	15,78	2,68	0,29	0,12	0,04
$5 \leq u < 40$	5,10	0,71	0,09	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".

Fonte: Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

La tavola 2.80, tratta dalla seconda 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 2021, aventi origine nelle reti di distribuzione in media tensione e misurati da apparecchiature in servizio per almeno 350 giorni, resi disponibili dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione.

**TAV. 2.80** Numero di buchi di tensione severi per utente in media tensione nel 2021 per regione e distributore<sup>(A)</sup>

DISTRIBUTORE	REGIONE	NUMERO DI BUCHI SEVERI PER UTENTE <sup>(A)</sup> MT
AcegasApsAmga	Friuli-Venezia Giulia	0,00
AIR – Azienda Intercomunale Rotaliana	Trentino-Alto Adige	0,00
Amaie	Liguria	0,00
Dea	Marche	0,00
Reti Più	Lombardia	0,00
LD Reti	Lombardia	0,00
Odoardo Zecca	Abruzzo	0,00
Reti di Voghera	Lombardia	0,00
Secab Soc. Coop.	Friuli-Venezia Giulia	0,00
Megareti	Veneto	0,17
Deval	Valle d'Aosta	0,26
Ireti	Emilia-Romagna	0,31
Ireti	Piemonte	0,34
E-distribuzione	Emilia-Romagna	0,52
E-distribuzione	Lombardia	0,67
Set Distribuzione	Trentino-Alto Adige	0,71
Inrete Distribuzione Energia	Emilia-Romagna	0,78
Azienda Reti Elettriche	Trentino-Alto Adige	0,88
Azienda Servizi Di Bressanone	Trentino-Alto Adige	0,93
E-distribuzione	Piemonte	0,98

(segue)

DISTRIBUTORE	REGIONE	NUMERO DI BUCHI SEVERI PER UTENTE <sup>(A)</sup> MT
Edyna	Trentino-Alto Adige	0,98
Soc. Coop. Elettrica di distribuzione Campo Tures	Trentino-Alto Adige	1,00
E-distribuzione	Veneto	1,06
Unareti	Lombardia	1,19
Areti	Lazio	1,23
Servizi A Rete	Veneto	1,51
Assem	Marche	2,00
E-distribuzione	Liguria	2,12
E-distribuzione	Toscana	2,32
E-distribuzione	Friuli-Venezia Giulia	2,32
ASM Terni	Umbria	2,85
Assm	Marche	3,00
E-distribuzione	Sardegna	3,71
E-distribuzione	Umbria	3,82
E-distribuzione	Abruzzo	4,45
E-distribuzione	Marche	4,55
E-distribuzione	Molise	5,35
E-distribuzione	Calabria	5,40
E-distribuzione	Campania	6,68
E-distribuzione	Puglia	7,65
E-distribuzione	Lazio	8,23
E-distribuzione	Basilicata	18,26
E-distribuzione	Sicilia	23,63
Amet <sup>(B)</sup>	Puglia	N.A.
Asm Vercelli <sup>(C)</sup>	Piemonte	N.A.
E.U.M. Soc. Coop. Per L'energia e l'ambiente Moso <sup>(D)</sup>	Trentino-Alto Adige	N.A.
<b>TOTALE</b>	<b>ITALIA</b>	<b>3,57</b>

(A) Clienti finali e produttori.

(B) Dati non comunicati.

(C) Apparecchiature di misura non disponibili o dati rilevati non correttamente

(D) Giorni di funzionamento delle apparecchiature di misura  $\leq 350$  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. 2.81).



**TAV. 2.81** 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
<b>Interruzioni senza preavviso</b>		
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
<b>Interruzioni con preavviso</b>		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: ARERA.

La tavola 2.82 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione con riferimento alle interruzioni occorse nel 2022 per il superamento di tali standard: circa 28 milioni di euro a poco più di 500.000 utenti in bassa tensione (in media circa 60 € per utente) e circa 4 milioni di euro a circa 5.200 utenti in media tensione (in media circa 750 € per utente).

**TAV. 2.82** Indennizzi automatici erogati nel 2022 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	105.621	5,4	469	0,6
Media	305.257	17,0	3.117	2,2
Bassa	91.022	6,1	1.550	1,0
TOTALE	501.900	28,5	5.136	3,8

Fonte: ARERA.

Per il 2022, circa 20 milioni di euro di indennizzi – rispetto ai 32 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 12 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici o di Terna per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità (Tav. 2.83).

**TAV. 2.83** Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna (in 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 DISTRIBUTRICI 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

(segue)

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
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

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 2022 è in linea con quello degli anni precedenti, con l'eccezione del 2020, anno per il quale il numero delle prestazioni richieste era in diminuzione. Nel 2022 sono state richieste circa 4,3 milioni di prestazioni, come per il 2021, mentre nel periodo 2016-2019 sono state richieste in media circa 4,6 milioni di prestazioni.

Il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero degli indennizzi corrisposti nel 2022 sono in deciso aumento rispetto ai casi registrati nel periodo 2016-2021; tale fenomeno è dovuto principalmente all'aumento delle richieste di connessione ricevute da parte dei produttori, che ne ha comportato una maggiore operatività, per il personale sia tecnico che commerciale, con il conseguente ritardo nell'esecuzione delle prestazioni di qualità commerciale richieste, aumento dei casi di mancato rispetto degli standard e aumento degli indennizzi automatici (Tav. 2.84).

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (si vedano le tavole dalla 2.85 alla 2.90), si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2022 è inferiore al 3%:

- per i clienti in bassa tensione, per l'attivazione della fornitura, per la disattivazione della fornitura, per la riattivazione per morosità e per la fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente;
- per i clienti in media tensione, per la fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente e per la comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura;
- per i produttori in bassa tensione, per la comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura e per la sostituzione del gruppo di misura guasto;
- per i produttori in media tensione, per la comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura.

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono superiori al 3%.

**TAV. 2.84** *Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori (ammontare pagato in milioni di euro)*

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO	AMMONTARE EFFETTIVAMENTE PAGATO NELL'ANNO
<b>Carta dei servizi</b>			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
<b>Regolazione della qualità commerciale</b>			
2000 (II semestre)	7.902	4.771	0,22
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

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

**TAV. 2.85** Standard specifici di qualità commerciale per i clienti BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 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	159.857	11,04	5,35%	9.641
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	176.472	7,49	4,97%	10.284
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	69.551	37,78	11,02%	8.201
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.494.735	0,89	0,70%	12.080
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	835.308	0,87	0,61%	5.592
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	906.419	0,06	0,25%	2.552
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	264.618	-	2,00%	5.054
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	68.872	2,01	8,14%	3.242
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	14.378	9,85	3,82%	785
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	6.330	5,86	3,38%	277
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	4.867	14,04	3,29%	222
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1.314	101,46	31,83%	621

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

**TAV. 2.86** Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 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	81.282	11,00	4,97%	4.317
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	94.407	7,61	4,97%	5.609
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	38.949	39,88	12,82%	5.028

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

**TAV. 2.87** Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee per i clienti non domestici BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 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	28.701	28.106	6,12	4,13%
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	62.106	84.361	2,79	2,24%
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	1.598	2.000	5,16	2,90%

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

**TAV. 2.88** Standard specifici di qualità commerciale per i clienti MT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 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	11.367	22,60	4,95%	553
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	20 giorni lavorativi	335	14,27	7,76%	35
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.678	30,19	8,23%	139
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.586	4,07	4,99%	147
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.477	6,45	6,24%	168
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	619	0,72	6,31%	62
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	2.519	-	1,35%	31
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	344	10,21	2,92%	14
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	34	7,68	17,65%	5
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	56	17,04	10,71%	11
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	0	-	-	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

**TAV. 2.89** Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 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	5.381	22,54	3,79%	211
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	9	17,31	12,50%	1
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	923	29,26	8,35%	67

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

**TAV. 2.90** Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in BT nel 2022 allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 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	1.143	10,57	4,90%	88
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	496	5,41	2,62%	23
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	18	16,18	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	781	82,86	26,76%	298

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

**TAV. 2.91** Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in MT nel 2022 allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 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	140	12,97	12,86%	19
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	22	4,50	9,09%	8
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	2	18,00	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	0	-	-	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

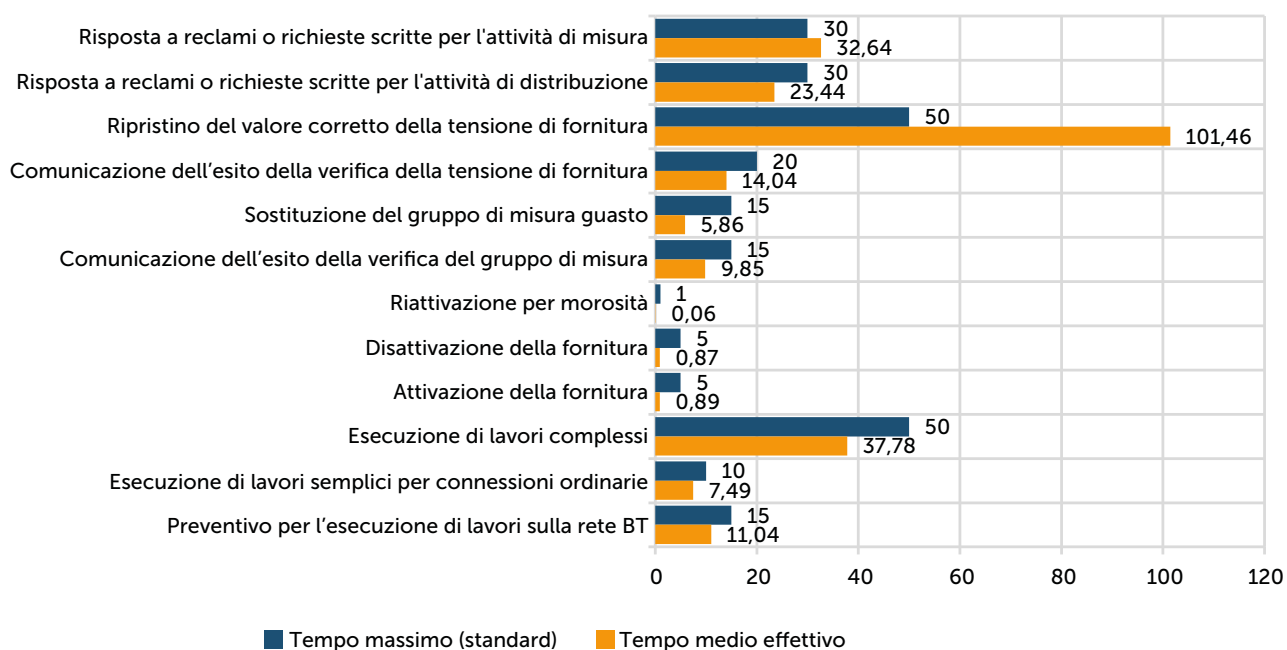
Per le risposte motivate a reclami scritti e le richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono stati fissati

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 2022 per categoria di utenza (si vedano le figure dalla 2.46 alla 2.52), si può osservare che il tempo medio effettivo è migliore del tempo massimo fissato dall'Autorità per ogni tipologia di prestazione e utenza, a esclusione:

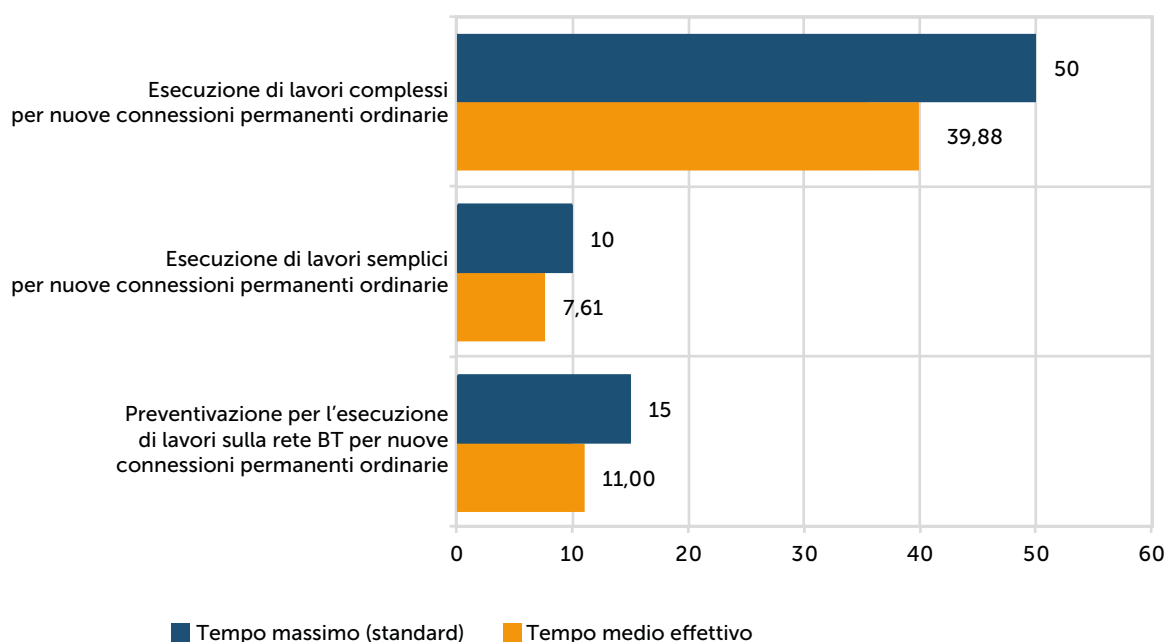
- per i clienti in bassa tensione, del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura e della risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di distribuzione e misura;
- per i produttori in bassa tensione, del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

**FIG. 2.46** Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



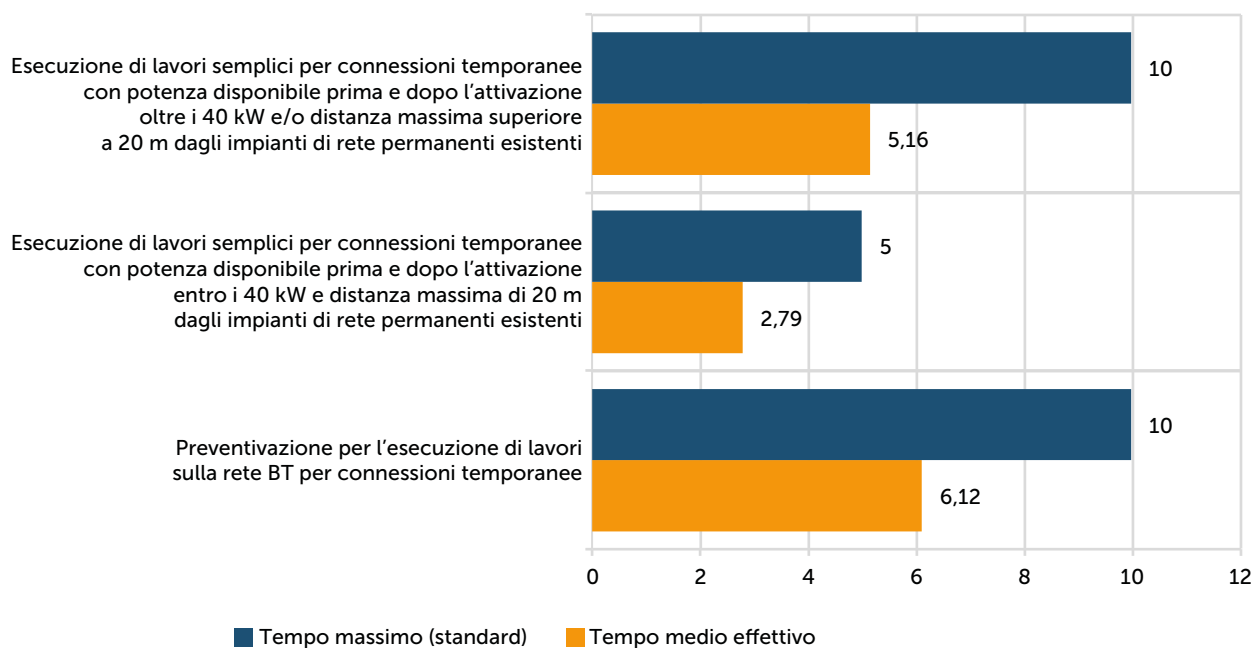
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

**FIG. 2.47** Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2022 per i clienti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

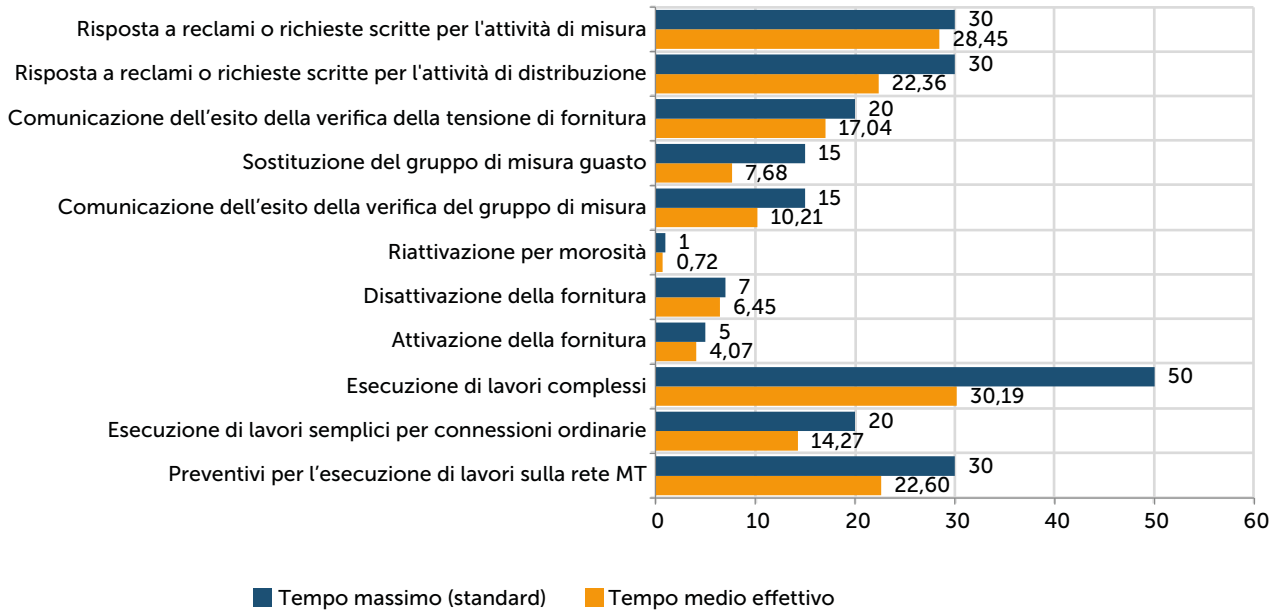
**FIG. 2.48** Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2022 per i clienti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

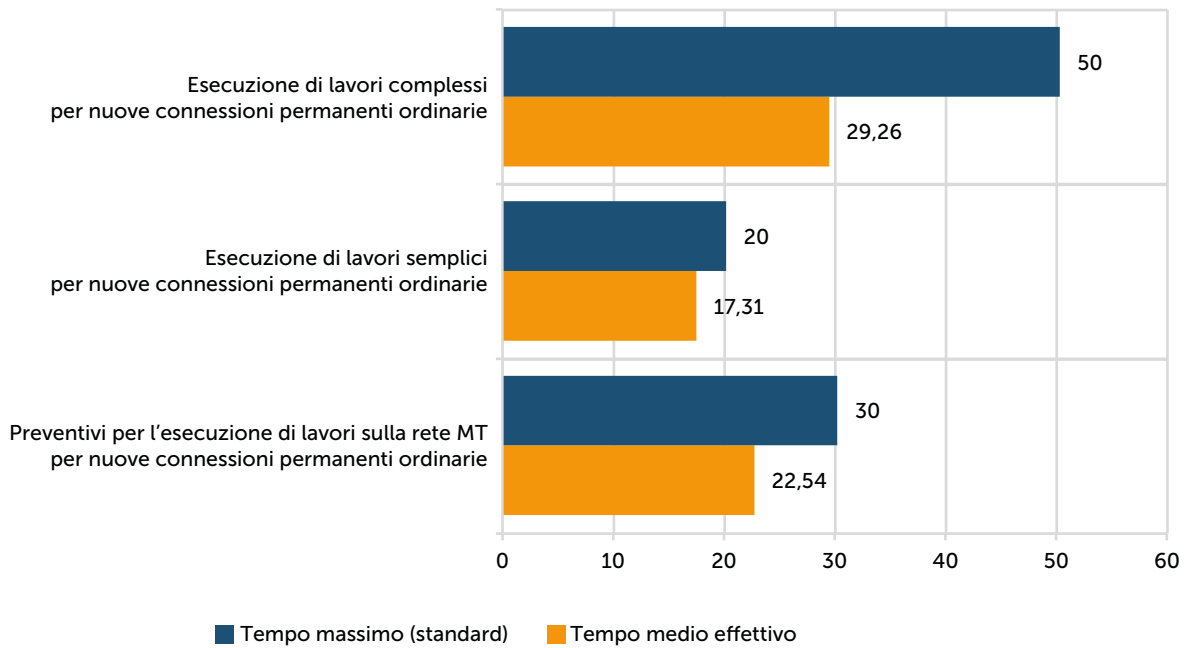


**FIG. 2.49** Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per i clienti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



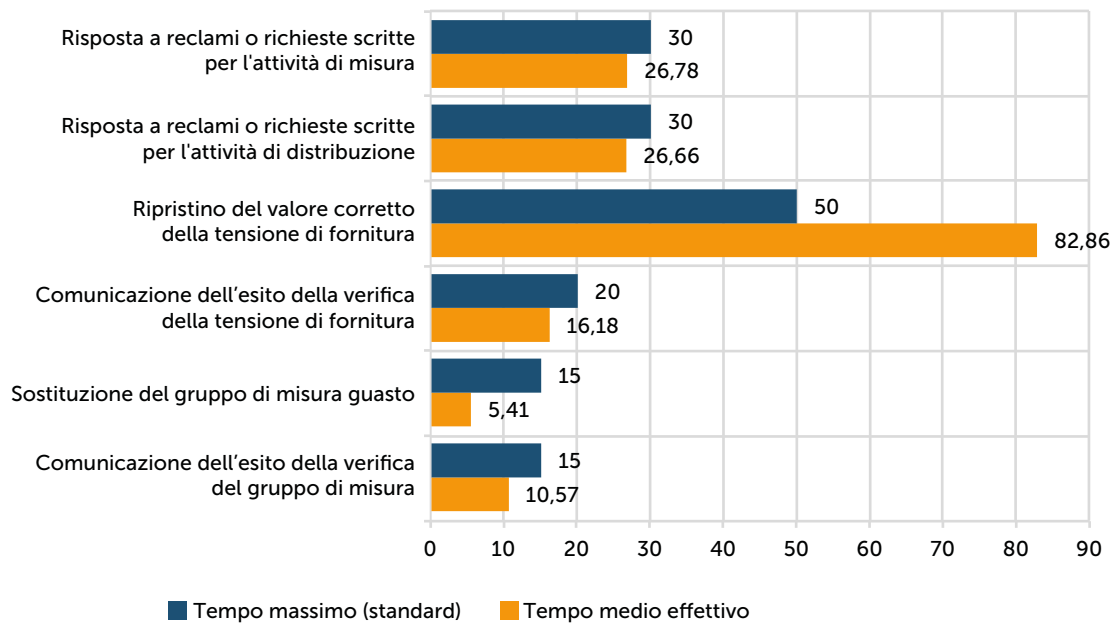
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

**FIG. 2.50** Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



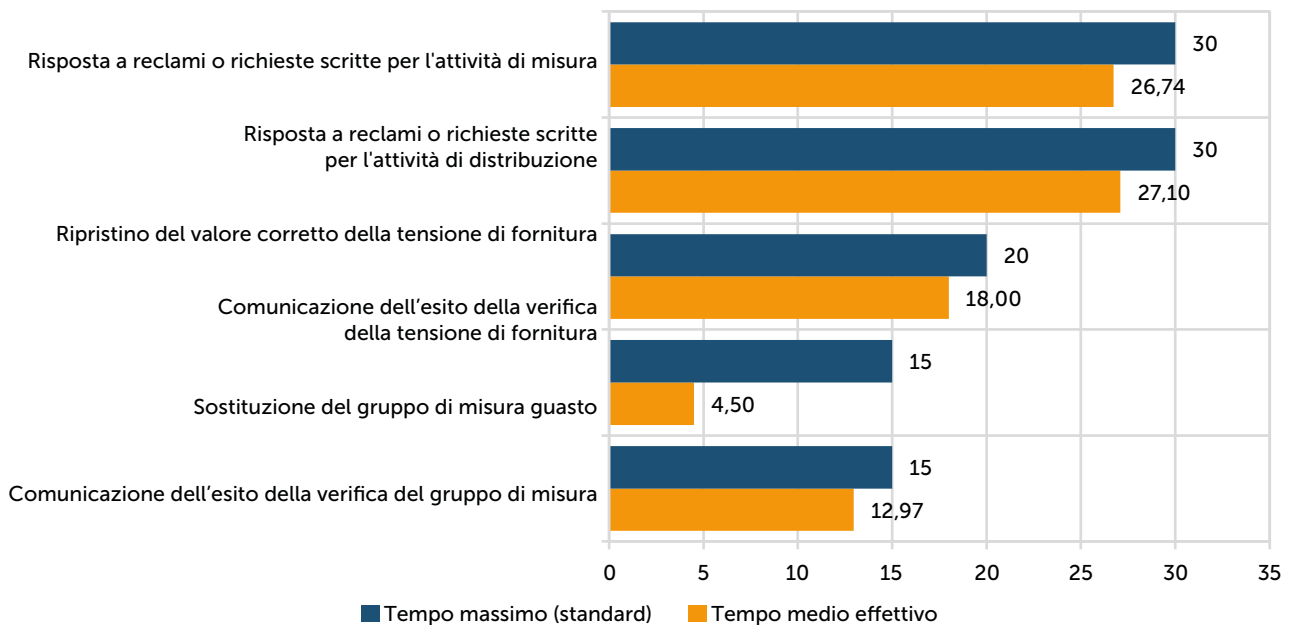
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

**FIG. 2.51** Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

**FIG. 2.52** Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 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 (TIQ-V)<sup>57</sup> disciplina obblighi minimi e indicatori di qualità commerciale a tutela dei clienti finali che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas sono tenute a rispettare. Gli indicatori sono di due tipologie: generali e specifici.

I reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono sottoposti a standard minimi specifici sul tempo di effettuazione delle prestazioni, mentre le richieste di informazione scritte sono sottoposte a standard generali. Qualora il venditore non rispetti gli standard specifici di qualità commerciale, il cliente riceve automaticamente un indennizzo con la prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (pari a 25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard. L'indennizzo deve comunque essere erogato al cliente entro sei mesi da parte del venditore che ha ricevuto il reclamo scritto o la richiesta di rettifica di fatturazione o di doppia fatturazione.

L'indennizzo non è dovuto se nell'anno solare sia già stato pagato un indennizzo al cliente per mancato rispetto del medesimo standard di qualità e nel caso di reclami per i quali non sia possibile identificare il cliente perché il reclamo non contiene le informazioni minime necessarie. Il venditore, inoltre, non è obbligato a corrispondere l'indennizzo automatico quando il mancato rispetto degli standard specifici di qualità è riconducibile a cause di forza maggiore – intese come atti dell'autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità, scioperi indetti senza il preavviso previsto dalla legge, mancato ottenimento di atti autorizzativi – oppure quando è dovuto a cause imputabili al cliente o a terzi, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi.

Per il 2022 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 539 imprese, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 32,8 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 2022, risultano inferiori ai rispettivi standard fissati, mentre per le rettifiche di doppia fatturazione, contenute comunque in qualche centinaio di prestazioni, i tempi effettivi risultano leggermente superiori agli standard (Tav. 2.92).

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 337.863 reclami scritti, in aumento rispetto all'anno precedente (16,9%); il 69,62% dei reclami è stato inoltrato da clienti domestici, il 22% da clienti non domestici, il 7,3% da clienti multisito e l'1,08% da clienti in media tensione; il 69,94% dei reclami proviene da clienti del mercato libero, il 22,76% da clienti del mercato tutelato (Tav. 2.93).

<sup>57</sup> Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

**TAV. 2.92** Prestazioni del servizio di vendita nel settore elettrico e tempi medi effettivi nel 2022 (in giorni solari e valori percentuali)

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	18,84
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 <sup>(A)</sup>	-	19,22
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	22,26
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	8,4

(A) 90 giorni in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

**TAV. 2.93** Numero di reclami nel settore elettrico per tipologia di cliente

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	57.748	64.097
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	17.901	12.796
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	135.652	171.124
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	53.518	61.524
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	2.942	3.667
Clienti multisito	21.264	24.655
<b>TOTALE</b>	<b>289.035</b>	<b>337.863</b>

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le richieste di informazione ricevute dalle imprese (Tav. 2.94) ammontano a 313.144, in aumento del 37,2% rispetto all'anno precedente. La maggioranza delle richieste (75,6%) proviene da clienti domestici, il 16,5% da clienti non domestici. Il 77,6% delle richieste di informazioni proviene da clienti del mercato libero e, in particolare, dai clienti domestici (62%), mentre i clienti del mercato tutelato rappresentano una quota pari al 15,1%. I clienti multisito contribuiscono al totale delle richieste di informazioni per il 7,3%.

**TAV. 2.94** Numero di richieste di informazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	26.840	42.436
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	3.955	4.952
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	144.549	194.281
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	34.188	46.681
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	2.127	2.015
Clienti multisito	16.512	22.779
<b>TOTALE</b>	<b>228.171</b>	<b>313.144</b>

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

**TAV. 2.95** Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	351	223
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	30	47
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	4.149	6.231
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	2.244	2.641
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	128	165
Clienti multisito	959	1260
<b>TOTALE</b>	<b>7.862</b>	<b>10.567</b>

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione (Tav. 2.95) sono risultate complessivamente 10.567, in aumento del 34,4% rispetto all'anno precedente. Le rettifiche, che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate di cui si contesta il contenuto, hanno riguardato prevalentemente il segmento dei clienti domestici nel mercato libero (59%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (25%). Una quota pari all'11,9% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito e il 2,1% il segmento dei clienti domestici in tutela. Infine, l'1,6% delle rettifiche ha interessato i clienti in media tensione e solo lo 0,4% i clienti non domestici in tutela.

Nel 2022 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 che dal venditore entrante) sono risultate 713, in diminuzione rispetto all'anno precedente del 17%. Le rettifiche hanno interessato, nel 71,8% dei casi, i clienti domestici e non domestici del mercato libero (rispettivamente il 54% e il 17,8%); i clienti multisito hanno totalizzato il 17,1%. Infine, la quota delle rettifiche di fatturazione dei clienti domestici in tutela è risultata dell'8,7%, mentre quella dei clienti non domestici in tutela è stata pari all'1,5% (Tav. 2.96).

**TAV. 2.96** Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	24	62
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	9	11
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	502	385
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	205	127
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	4	6
Clienti multisito	115	122
<b>TOTALE</b>	<b>859</b>	<b>713</b>

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto riguarda le ragioni di mancato rispetto delle prestazioni soggette a standard, i dati comunicati dagli operatori mettono in evidenza come nel 97,2% dei casi il mancato rispetto sia da attribuire a cause dipendenti dalla responsabilità dell'impresa, mentre nel 2,6% a cause di terzi (cliente, altri soggetti) e nello 0,2% 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. 2.97), si osserva che il 96,86% è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti, il 2,46% alle rettifiche di fatturazione e solo lo 0,68% alle rettifiche di doppia fatturazione. Il 72,54% è stato maturato dai clienti domestici e non domestici del mercato libero, il 18,10% dai clienti del mercato tutelato, il 7,93% dai clienti multisito e l'1,44% dai clienti in media tensione.

**TAV. 2.97** Numero di indennizzi da erogare nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2022

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	3.890	18	33	3.941
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	1.011	5	2	1.018
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	13.633	412	100	14.145
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	5.555	140	34	5.729
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	385	6	3	394
Clienti multi-sito	2.065	92	15	2.172
<b>TOTALE</b>	<b>26.539</b>	<b>673</b>	<b>187</b>	<b>27.399</b>

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

In termini di importi corrisposti ai clienti, nel 2022, per indennizzi per le prestazioni di qualità commerciale, sono stati erogati in bolletta ai clienti elettrici indennizzi automatici per circa 1,1 milioni di euro. I clienti domestici e non domestici del mercato libero risultano essere i destinatari del 73,77% del totale degli indennizzi corrisposti, i clienti domestici e non domestici del mercato tutelato hanno beneficiato del 16,69%, mentre i clienti multisito e i clienti in media tensione sono stati destinatari, rispettivamente, dell'8,13% e dell'1,43% degli indennizzi (Tav. 2.98).

Per quanto concerne, invece, gli argomenti dei reclami di diretta responsabilità dei venditori che i clienti hanno inoltrato alle aziende, per il 36,6% dei casi 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; per il 17,8%, 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; per il 16,1% le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi relativi). L'8,4% dei reclami ha avuto come oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione, il 7,1% le connessioni, lavori e qualità tecnica, il 6,8% la misura, il 2,5% la qualità commerciale, l'1% il bonus sociale, il 3,6% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti. Lo 0,1% dei reclami ha riguardato richieste non rientranti negli argomenti di competenza dei venditori.

**TAV. 2.98** Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2022 (in euro)

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	140.000	575	1.300	141.875
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	41.050	150	100	41.300
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	563.055	15.672	5.830	584.557
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	218.660	4.875	1400	224.935
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	15.175	170	150	15.495
Clienti multi-sito	85.225	3.325	625	89.175
<b>TOTALE</b>	<b>1.063.165</b>	<b>24.767</b>	<b>9.405</b>	<b>1.097.337</b>

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Infine, per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende, per il 42,4% dei casi 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; per il 18,5% le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi relativi); per il 10,4%, 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. Il 5,4% delle richieste di informazioni ha avuto come oggetto problematiche relative alle connessioni, ai lavori e alla qualità tecnica, il 4,3% il bonus sociale, il 4% la morosità e la sospensione, l'1,6% la qualità commerciale, l'1,1% la misura, l'11,7% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti. Lo 0,6% delle richieste di informazioni ha riguardato richieste non rientranti negli argomenti di competenza dei venditori.

## 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 andate a buon fine con un colloquio con un operatore).

Tra gli obblighi minimi 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"<sup>58</sup> 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 2.99 riporta gli indicatori e gli standard di qualità attualmente in vigore che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

Il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici risulta più incisivo sulle aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti), che, oltre a dovere 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 usufruito 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 di gas" nel Volume 2 della presente *Relazione Annuale*). Per i venditori con meno di 10.000 clienti e con almeno l'85% dei clienti serviti in tre comuni limitrofi (ai sensi dell'art. 2, comma 2.4, del TIQV) è prevista, invece, una disciplina semplificata, considerato che in questi casi il cliente entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio.

**TAV. 2.99** Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD
<b>Accessibilità al servizio (AS)</b>	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del <i>call center</i> con presenza di operatori.	AS $\geq$ 95%
<b>Tempo medio di attesa (TMA)</b>	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
<b>Livello di servizio (LS)</b>	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate che arrivano ai <i>call center</i> chiedendo di parlare con un operatore.	LS $\geq$ 85%

Fonte: ARERA.

Nel 2022 le aziende tenute alla comunicazione dei dati di qualità dei servizi telefonici hanno dichiarato, nel complesso, di servire poco più di 52 milioni di clienti, di cui più di 32,2 milioni elettrici (69,2% sul mercato libero) e 19,3 milioni gas (68,5% 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 superato i 49 milioni. Il rapporto medio tra numero di chiamate ricevute e numero di clienti a livello di sistema risulta leggermente diminuito rispetto all'anno precedente (0,94 chiamate per cliente, contro lo 0,95). 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*).

58 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.



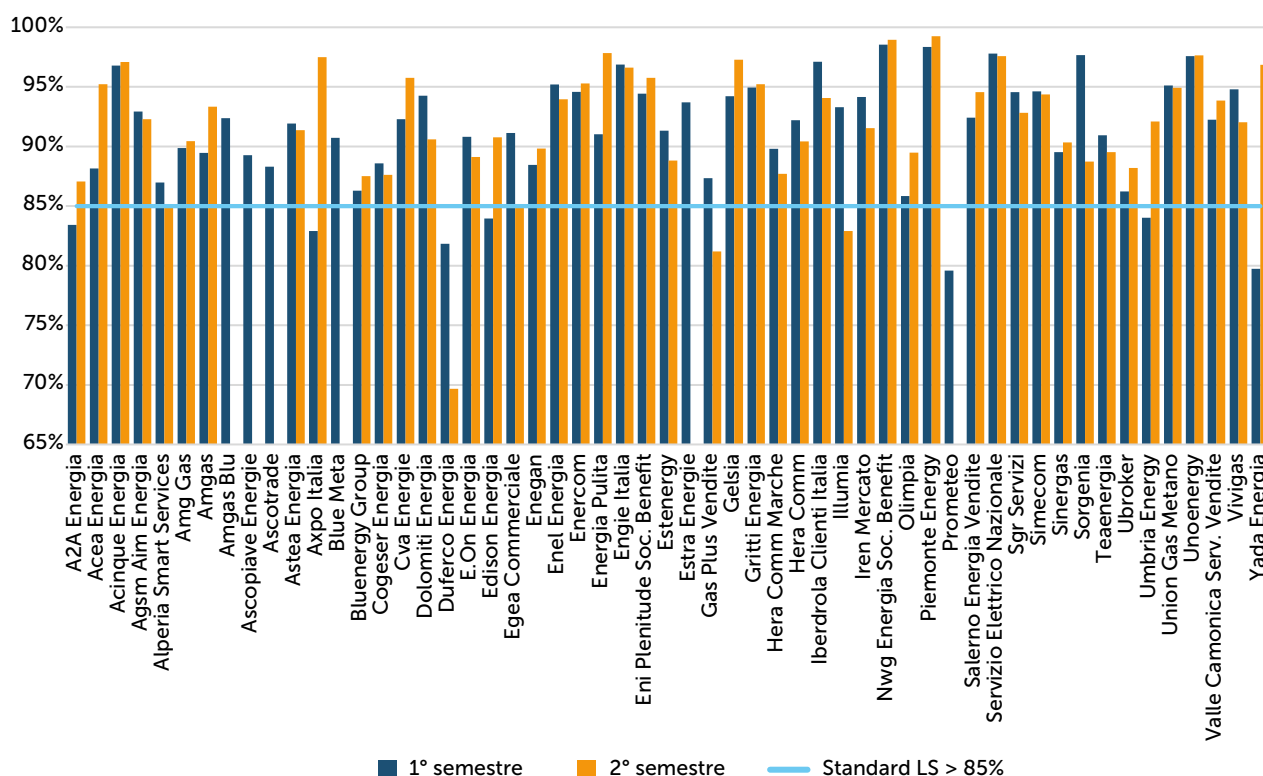
Il ricorso al servizio telefonico da parte dei clienti, contrattualizzati o da contrattualizzare, avviene per molteplici motivi e per informazioni inerenti al contratto di fornitura in essere; sempre più fornitori mettono a disposizione anche canali alternativi per la gestione del contratto (area web, applicazioni per smartphone, ecc.).

Dei 155 numeri telefonici commerciali messi a disposizione dei clienti nel secondo semestre 2022, la maggioranza (64,52%) risulta operativa dal lunedì al sabato. Sono 44 quelli risultati operativi dal lunedì al venerdì (rispetto ai 47 del secondo semestre 2021), 100 quelli operativi dal lunedì al sabato (rispetto agli 83 del secondo semestre del 2021) e 11 quelli operativi dal lunedì alla domenica (rispetto ai 20 del secondo semestre 2021).

I numeri verdi risultano essere la maggioranza (78,7%) e sono offerti dagli operatori congiuntamente ad altri numeri di telefono, ma con 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. 2.53); le eccezioni potrebbero essere state causate dal massiccio ricorso dei clienti finali, soprattutto nel secondo semestre 2022, ai *call center* aziendali delle imprese interessate per richieste di informazioni sui contratti e i prezzi e per pratiche commerciali, in un contesto di crisi energetica. La gran parte dei clienti è riuscita a parlare con un operatore senza dovere richiamare e con tempi medi di attesa inferiori ai 180 secondi fissati dallo standard generale (Fig. 2.54).

**FIG. 2.53** Livello di servizio dei call center dei venditori di energia elettrica e gas nel 2022<sup>(A)</sup>

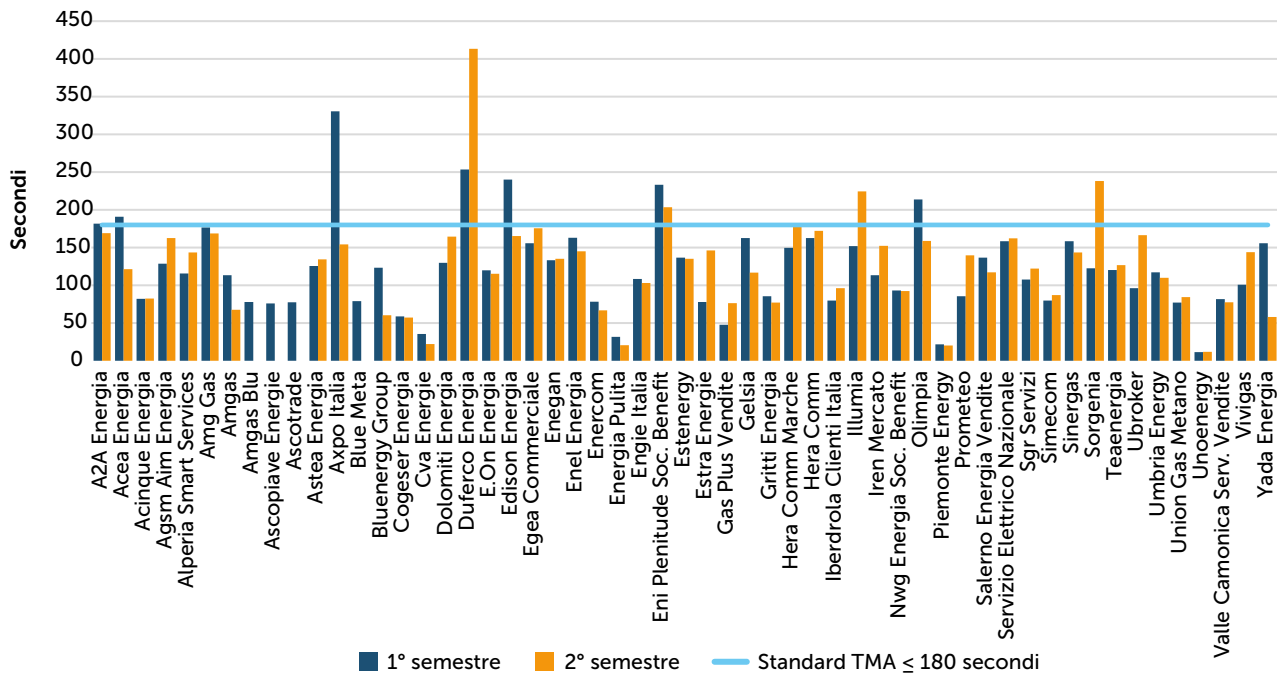


(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Anche per quanto riguarda il tempo medio di attesa per parlare con un operatore (TMA), la maggioranza dei clienti è riuscita a parlare con un operatore con tempi inferiori ai 180 secondi previsti dallo standard generale, avendo atteso mediamente 125 secondi (Fig. 2.54). Nel secondo semestre 2022 per alcune aziende sono stati riscontrati tempi di attesa più lunghi rispetto agli standard previsti; anche in questo caso, il fenomeno è correlato all'aumento delle richieste di informazione e chiarimenti sull'aumento dei prezzi e dalle pratiche generate, che ha determinato un impatto maggiore sugli operatori dei *call center* delle imprese.

**FIG. 2.54** Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas nel 2022<sup>(A)</sup>



(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

I risultati del monitoraggio della qualità dei servizi telefonici confermano, comunque, anche in un periodo caratterizzato dalle difficoltà del mercato al dettaglio dell'energia, un livello dei servizi dei *call center* degli operatori di maggiori dimensioni tale da garantire una buona assistenza al cliente.



CAPITOLO

3



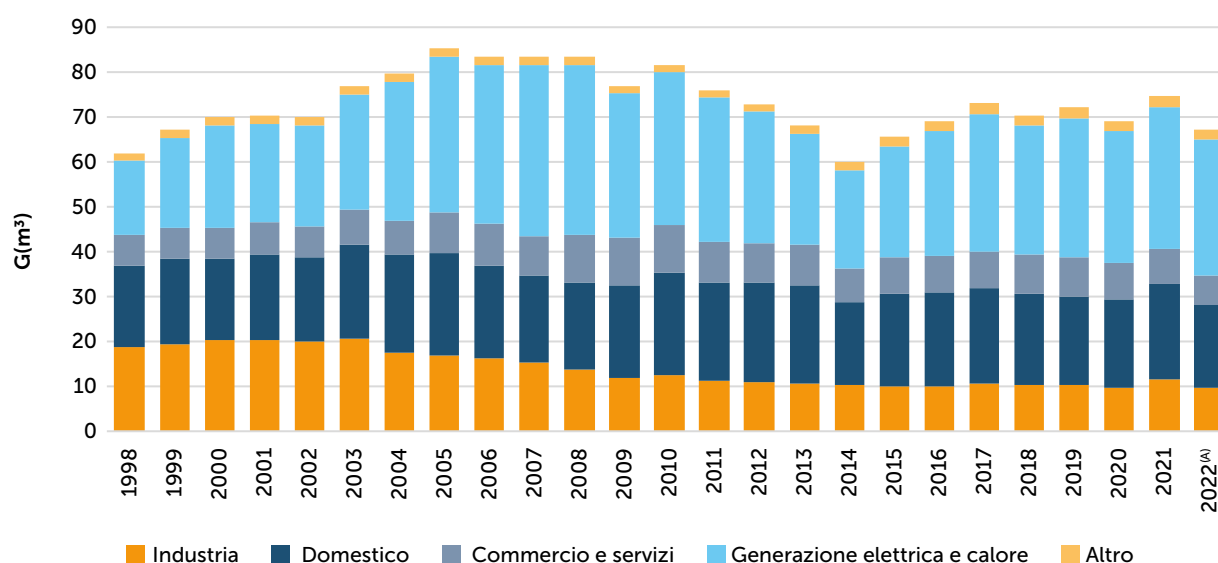
**STRUTTURA, PREZZI  
E QUALITÀ  
NEL SETTORE GAS**

## Domanda e offerta di gas naturale

In base ai dati preconsuntivi diffusi nell'ambito del Bilancio energetico nazionale dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2022 il consumo netto di gas naturale è diminuito di 7,5 G(m<sup>3</sup>), attestandosi a 67,3 G(m<sup>3</sup>) dai 74,7 G(m<sup>3</sup>) del 2021 (Fig. 3.1). In termini percentuali, i consumi hanno registrato un calo del 10% nonostante la robusta crescita del PIL (3,7%), principalmente a causa degli eccezionali rincari dei prezzi internazionali della materia prima che hanno ridotto la domanda industriale e dell'andamento climatico che ha favorito il calo della richiesta di gas per l'uso di riscaldamento.

Tenuto conto delle difficoltà di importazione di gas russo scaturite dal conflitto ucraino, nel corso dell'anno il Governo ha messo a punto delle misure tese, tra l'altro, al contenimento dei consumi di gas, oltre che alla diversificazione delle fonti di importazione e alla massimizzazione del riempimento degli stoccaggi per ragioni di sicurezza energetica. Le misure governative, più precisamente, hanno agito sul lato dell'offerta con gli obiettivi di favorire il riempimento degli stoccaggi, diversificare rapidamente la provenienza del gas importato per sostituire quello russo e accrescere la sicurezza delle forniture, massimizzando l'utilizzo delle infrastrutture. Sul lato della domanda, invece, è stato implementato un Piano nazionale di contenimento dei consumi, in linea con le indicazioni della Commissione europea.

FIG. 3.1 Consumi di gas naturale per settore



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Bilancio energetico nazionale, anni vari.

A seguito dell'insieme di questi fattori, i consumi del settore industriale sono diminuiti di quasi 2 G(m<sup>3</sup>) (-15,5%) e quelli della generazione termoelettrica di 1,3 G(m<sup>3</sup>) (-4,1%). Anche i consumi del commercio e servizi hanno registrato una variazione molto negativa (-15%), scendendo al livello minimo degli ultimi vent'anni (6,6 G(m<sup>3</sup>)). Un netto calo si è avuto anche nei consumi di gas legati ai trasporti, che sono diminuiti del 18%. Il manifestarsi di temperature invernali tra le più elevate degli ultimi anni ha depresso anche i consumi del settore residenziale, che sono diminuiti di quasi 3 G(m<sup>3</sup>) (-13,5%).

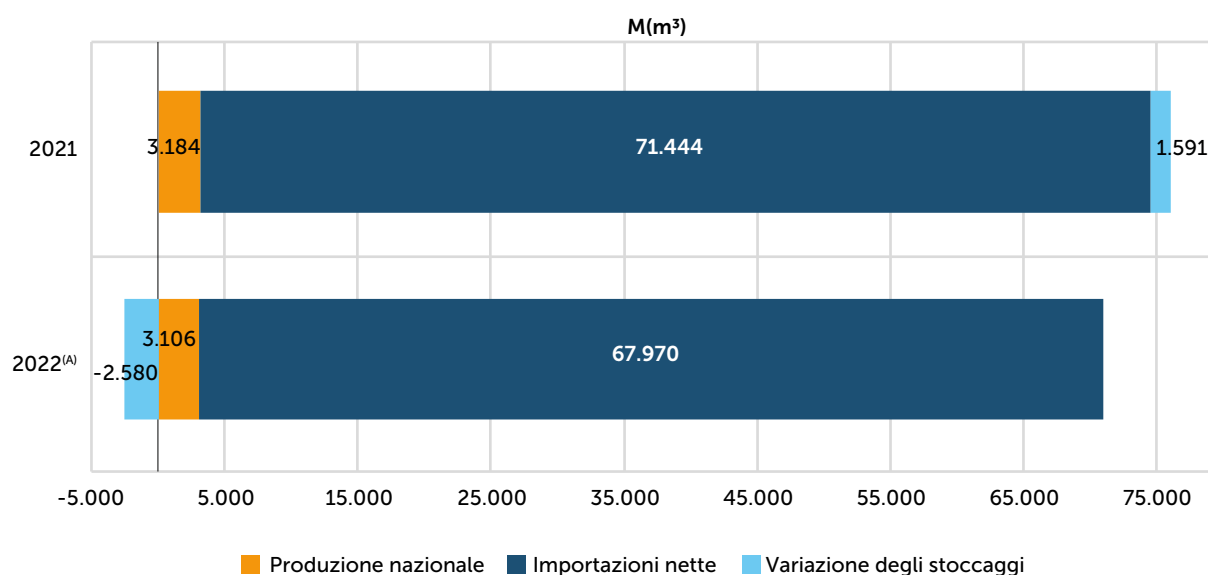
Il calo della produzione nazionale è risultato più contenuto (-2,5%), sebbene anche nel 2022 si sia toccato un nuovo minimo storico (3,1 G(m<sup>3</sup>)).

Le importazioni nette hanno evidenziato un decremento del 4,9% sfiorando i 68 G(m<sup>3</sup>), un valore di quasi 3,5 G(m<sup>3</sup>) inferiore a quello del 2021. Le importazioni nette sono diminuite non tanto per la riduzione delle importazioni lorde, che sono diminuite di circa 400 M(m<sup>3</sup>), quanto per il notevole incremento delle esportazioni che sono passate da 1,5 a 4,6 G(m<sup>3</sup>). Alla crescita dei volumi di gas esportato hanno probabilmente contribuito la ridotta disponibilità di energia elettrica prodotta dagli impianti nucleari francesi, la siccità e quindi il calo della produzione idroelettrica, in particolare nel sud dell'Europa.

Grazie alle misure governative intraprese per assicurare un elevato livello di riempimento degli stoccaggi, i volumi immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 2,6 G(m<sup>3</sup>) superiori ai quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il consumo interno lordo nel 2022 è risultato pari a 68,5 G(m<sup>3</sup>), un valore del 10,1% inferiore a quello del 2021. Di conseguenza, il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è tornato a crescere; il 99% del gas disponibile in Italia proviene dall'estero.

Per effetto di questi movimenti i consumi netti di gas nel 2022 (Fig. 3.2) sono valutabili in 68,2 G(m<sup>3</sup>), 10,3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2021.

**FIG. 3.2** *Disponibilità di gas negli ultimi due anni*



(A) Dati preconsuntivi.

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 operatori<sup>1</sup>. Nel caso in cui un'impresa abbia dichiarato di non appartenere ad alcun gruppo societario, è

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, 35/08 – GOP, che aveva inizialmente istituito l'Anagrafica operatori dell'Autorità.

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.

**TAV. 3.1** Bilancio del gas naturale 2022 (in G(m<sup>3</sup>); valori riferiti ai gruppi industriali)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	GRUPPO ENI	10-40 G(m <sup>3</sup> )	2-10 G(m <sup>3</sup> )	1-2 G(m <sup>3</sup> )	0,1-1 G(m <sup>3</sup> )	< 0,1 G(m <sup>3</sup> )	TOTALE
NUMERO DI GRUPPI	1	6	17	13	47	441	525
Produzione nazionale netta	2,2	0,6	-	0,1	0,3	0,1	3,3
Importazioni nette <sup>(A)</sup>	27,5	21,2	16,4	-0,3	-0,2	-0,2	64,4
Variazioni scorte							
Stoccaggi al 31 dicembre 2021	1,1	2,5	2,3	0,7	0,6	0,1	7,3
Stoccaggi al 31 dicembre 2022	1,3	2,7	1,7	0,4	0,3	0,0	6,5
Acquisti sul territorio nazionale	19,0	101,0	54,4	16,4	12,7	4,2	207,7
– di cui da Eni	14,8	9,0	3,5	1,2	0,9	0,2	29,7
– di cui da altri operatori	4,2	92,0	50,9	15,3	11,7	3,9	177,9
Acquisti in Borsa	0,7	2,3	3,8	1,6	2,1	0,3	10,8
Cessioni ad altri operatori nazionali	31,0	89,0	60,8	13,8	6,8	1,1	202,5
– di cui vendite al PSV	23,7	65,9	59,2	10,7	5,3	0,5	165,2
Vendite in Borsa	3,2	3,0	4,0	1,8	1,6	0,2	13,8
Trasferimenti netti	-1,8	-2,7	-0,4	0,0	-0,2	-0,1	-5,3
Consumi e perdite <sup>(B)</sup>	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,3
Autoconsumi	5,1	7,2	1,4	0,0	0,3	0,1	14,1
Vendite finali	8,1	22,9	8,8	2,5	6,3	3,0	51,6
– di cui a clienti finali collegati	0,6	3,2	5,0	0,5	0,4	0,0	9,8
Al mercato libero	6,5	20,6	8,6	2,3	5,8	2,7	46,4
Al mercato tutelato	1,6	1,6	0,2	0,2	0,6	0,3	4,5
Forniture di ultima istanza e default		0,7					0,7
Vendite finali per settore <sup>(C)</sup>	8,1	22,2	8,8	2,5	6,3	3,0	50,9
Domestico	3,1	5,4	0,7	0,7	2,0	1,3	13,2
Condominio uso domestico	0,2	0,4	0,2	0,1	0,7	0,5	2,1
Commercio e servizi	1,0	2,7	0,8	0,7	1,1	0,7	6,9
Industria	3,1	7,6	2,1	0,4	2,0	0,4	15,7
Generazione elettrica	0,6	5,9	5,0	0,5	0,4	0,1	12,5
Attività di servizio pubblico	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	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 sono incluse le vendite per forniture di ultima istanza e default in quanto non disponibili per settore di consumo.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Eni si conferma anche nel 2022 il gruppo principale sul mercato, seppure con impieghi in diminuzione del 28%. I suoi principali concorrenti, riuniti nella classe con impieghi, cioè vendite più autoconsumi, compresi tra 10 e 40 G(m<sup>3</sup>), sono Engie, Edison, Enel, Royal Dutch Shell, A2A e Hera; tale classe vede dunque ridursi il numero di componenti con l'uscita, rispetto al 2021, dei gruppi Alpiq e Duferco passati alla classe con impieghi più bassi compresi tra 2 e 10 G(m<sup>3</sup>).

I sei gruppi societari appartenenti alla classe più significativa hanno impieghi che oscillano dai poco più di 37,4 G(m<sup>3</sup>) di Engie ai 10,4 G(m<sup>3</sup>) di Hera. In questa classe i volumi venduti e autoconsumati sono risultati in significativa diminuzione rispetto al 2021 per i gruppi Engie ed Enel, mentre per i gruppi Royal Dutch Shell e A2A si è registrato un aumento di qualche punto percentuale rispetto all'anno precedente.

Nella classe con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m<sup>3</sup>), che include 17 gruppi societari, gli impieghi vanno dai poco più di 9 G(m<sup>3</sup>) del maggiore gruppo (Axpo) ai 2,5 G(m<sup>3</sup>) di quello con gli impieghi più bassi (Uniper).

La classe successiva, con impieghi tra 1 e 2 G(m<sup>3</sup>), comprende 13 gruppi (nel 2021 erano 10) che mediamente vendono e autoconsumano 1,4 G(m<sup>3</sup>), mentre è 47 (tre in meno rispetto al 2021) il numero dei gruppi societari che appartengono alla classe con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>); infine, nell'ultima classe ricadono 441 gruppi societari (erano 385 nel 2021) con volumi medi di appena 9,8 M(m<sup>3</sup>); in questa classe le vendite e/o gli autoconsumi passano da circa 97 M(m<sup>3</sup>) del più grande a poche centinaia di m<sup>3</sup> dei più piccoli.

È opportuno precisare 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, i soggetti che esercitano l'attività di vendita all'ingrosso e/o al dettaglio sono piuttosto dinamici anche in termini di appartenenza a un gruppo societario piuttosto che a un altro.

Per quello che riguarda la produzione di gas, 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, Edison, Energean e per alcuni altri piccoli soggetti.

Le importazioni costituiscono, come sempre, una prerogativa dei gruppi industriali di più grande dimensione. Nel 2022 questi ultimi hanno importato oltre 48,6 G(m<sup>3</sup>), come risultato di importazioni lorde pari a 50,5 G(m<sup>3</sup>) ed esportazioni pari a 1,8 G(m<sup>3</sup>). Per tutti gli altri, la fonte più rilevante nell'approvvigionamento di gas è invece quella degli acquisti sul territorio nazionale. Ciò vale specialmente per i gruppi della classe più piccola, per i quali gli acquisti da altri rivenditori contano fino al 94% del gas complessivamente disponibile; in questa classe, tuttavia, la quota di gas acquistato direttamente da Eni è scesa ulteriormente al 5,7%, rispetto al 6% del 2021, così come la quota di gas acquistata da Eni da parte dei suoi maggiori *competitor* è passata dall'8,3% del 2021 al 7,2% del 2022.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, sono in riduzione rispetto al 2021, ma rappresentano ancora quasi il 77% dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati; la quota di vendite all'ingrosso raggiunge l'86,5% nel caso dei gruppi che ricadono nella classe con vendite tra 2 e 10 G(m<sup>3</sup>), mentre è molto più contenuta per i gruppi appartenenti all'ultima classe, dove risulta del 29,4%, in significativo aumento rispetto al 18% osservato nel 2021. In questa stessa classe, inoltre, si rileva anche la quota più contenuta di gas ceduto al Punto di scambio virtuale (PSV), che è pari al 36%, mentre a livello nazionale la copertura è di poco superiore al 76% delle vendite all'ingrosso.



Mediamente la quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi nel 2022 è pari al 5% e, se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come la quota di gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo arrivi all'8,5% (in aumento rispetto ai precedenti due anni). Eni destina il 12% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre per le due classi con impieghi maggiori si registrano quote di circa l'8,5%.

Le vendite al mercato finale, nell'ambito delle quali 0,7 G(m<sup>3</sup>) sono stati destinati alle forniture di ultima istanza e di *default*, hanno rappresentato nel 2022 circa il 18% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m<sup>3</sup>), tuttavia, questa quota è molto più alta, pari a circa il 69%. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2022 l'8,7% delle vendite complessive al mercato finale (ancora in diminuzione rispetto al 2021); per Eni la quota di gas destinata ai clienti serviti su questo mercato è stata pari al 19,4%, mentre per le altre classi questa quota oscilla dal 2,5% della classe con impieghi tra 2 e 10 G(m<sup>3</sup>) e il 9,2% G(m<sup>3</sup>) della classe con impieghi inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

La quota maggiore di vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi), che è dell'85,3%, si registra, come tutti gli anni, nella classe dei gruppi di più piccola dimensione, mentre i gruppi maggiori, per contro, servono quote molto rilevanti di clienti industriali, che nel caso di Eni rappresentano il 38,8% delle vendite finali per settore, mentre nel caso dei gruppi concorrenti più grandi incide per il 34,4% del totale venduto a clienti finali. Nella generazione elettrica, infine, la quota più rilevante di vendite che supera di gran lunga la metà del totale (56,5%) riguarda i gruppi con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m<sup>3</sup>).

## Mercato e concorrenza

### Struttura dell'offerta di gas

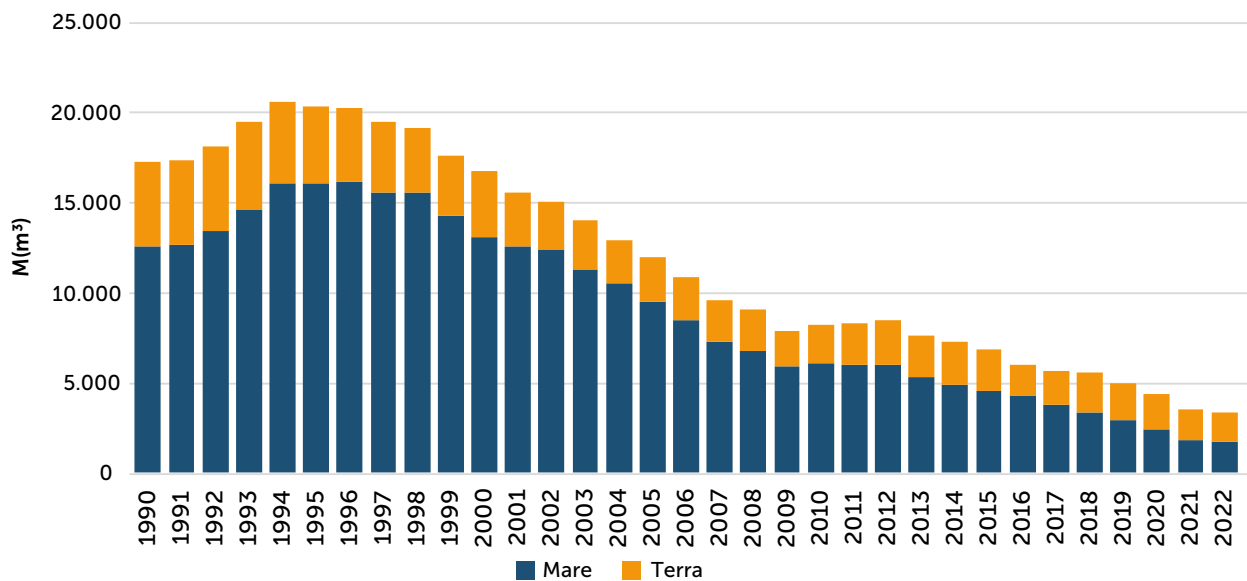
#### Produzione nazionale

Nei dati diffusi dalla Direzione generale infrastrutture e sicurezza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, la produzione nazionale di gas naturale nel 2022 si è fermata a 3.405 M(m<sup>3</sup>), registrando un calo del 2,7%, decisamente inferiore a quelli assai più consistenti degli ultimi tre anni, quando è scesa a un ritmo medio del -14%. Le difficoltà di importazione dovute ai provvedimenti di blocco del gas russo, così come l'andamento dei prezzi del gas internazionali in estremo rialzo, hanno probabilmente reso più conveniente sfruttare con maggiore intensità i giacimenti nazionali.

Il calo produttivo risulta ancora più lieve nei dati preconsuntivi pubblicati nel bilancio del gas naturale sempre dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, secondo i quali nel 2022 la produzione nazionale (al lordo di consumi e perdite) è diminuita del 2,5% rispetto al 2021, attestandosi a 3.106 M(m<sup>3</sup>). Aiutato anche da un fabbisogno interno lordo che al contempo è diminuito del 10%, il tasso di copertura della produzione nazionale ha evidenziato, per la prima volta da quasi dieci anni, la prima battuta d'arresto, attestandosi al 4,5% dal minimo storico del 4,2% toccato lo scorso anno.

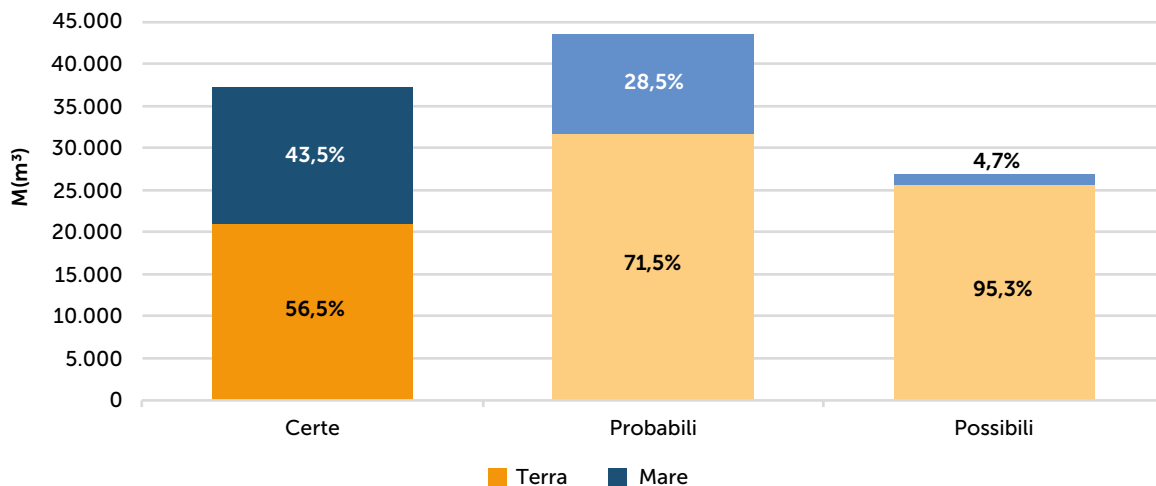
Più in dettaglio, secondo i dati pubblicati dalla Direzione generale infrastrutture e sicurezza del Ministero, riprodotti nella figura 3.3, nel 2022 sono stati complessivamente estratti 3.405 M(m<sup>3</sup>) di gas naturale: 1.757 M(m<sup>3</sup>) dal mare e 1.648 M(m<sup>3</sup>) dai campi situati in terraferma. Il calo è imputabile interamente ai giacimenti a mare che hanno perso il 6% della produzione dell'anno precedente, mentre le coltivazioni in terraferma hanno estratto l'1,1% in più rispetto al 2021. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è salita al 48,4% dell'intera produzione nazionale (dal 46,6% 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 2022*



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 2022 in 37,2 G(m<sup>3</sup>) e quelle probabili in 43,8 G(m<sup>3</sup>) (Fig. 3.4). Rispetto ai dati valutati un anno prima, la stima delle riserve certe è diminuita del 6,5%, quella delle riserve possibili è diminuita dell'1,5%, mentre le riserve probabili mostrano un valore sostanzialmente invariato (+0,2%) rispetto a quello valutato al 31 dicembre 2021<sup>2</sup>. La parte più rilevante delle riserve certe, il 56,5%, è ubicata in terraferma (quasi interamente al Sud), mentre il restante 43,5% è localizzato in mare.

Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni e contando solo sulle riserve certe, la produzione di gas naturale si esaurirebbe in poco più di dieci anni, sebbene 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.

Nei dati raccolti con la consueta Indagine annuale sui settori energetici svolta dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (di seguito: Autorità), che da quest'anno comprendono anche la produzione di biometano, emerge invece una modesta crescita della produzione nazionale di gas, che nel 2022 è risultata pari a 3.282 M(m<sup>3</sup>) (Tav. 3.2). Poiché lo scorso anno la produzione era pari a 3.248 M(m<sup>3</sup>), nel 2022 la variazione misurata nei dati raccolti dall'Indagine è stata dell'1%.

**TAV. 3.2** Produzione di gas naturale e biometano in Italia nel 2022 (in M(m<sup>3</sup>))

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	2.177	66,3%
Royal Dutch Shell	540	16,4%
Energean PLC	249	7,6%
Gas Plus	90	2,8%
Altri	226	6,9%
<b>TOTALE</b>	<b>3.248</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2022, scendendo al 66,3% dal 69,5% dell'anno precedente. Nel 2022, infatti, le società del gruppo Eni hanno estratto circa 79 M(m<sup>3</sup>) in meno del 2021, registrando quindi un calo produttivo del 3,5%. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota decisamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. Diversamente dal 2021, la produzione di quest'ultimo è cresciuta di circa 21 M(m<sup>3</sup>) (+4,1%), e infatti la sua quota è leggermente aumentata al 16,4% (dal 16%). La quota del terzo gruppo, Energean PLC, le cui società hanno estratto circa 8 M(m<sup>3</sup>) di gas in meno rispetto al 2021 (-3,3%), è rimasta sostanzialmente invariata (dal 7,9% al 7,6%), così come quella del gruppo Gas Plus, quest'anno al 2,8% contro il 2,7% del 2021, che ha estratto 1 M(m<sup>3</sup>) in più rispetto all'anno precedente. Energean è il gruppo che ha acquisito a fine 2020 tutti gli asset detenuti da Edison E&P nelle attività *upstream*.

<sup>2</sup> 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%.

## Importazioni

Come già anticipato all'inizio di questo Capitolo, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2022 l'Italia ha importato 0,4 G(m<sup>3</sup>) di gas naturale in meno rispetto al 2021: le importazioni lorde sono infatti scese a 72,6 G(m<sup>3</sup>), evidenziando un calo dello 0,6% rispetto al 2021.

La principale novità del 2022 è data dal dimezzamento delle importazioni dalla Russia, dovuto alle sanzioni imposte dall'Unione europea sulle esportazioni russe in risposta alla guerra nei confronti dell'Ucraina, iniziata il 24 febbraio 2022. L'attuazione delle sanzioni europee, tenuto conto dell'importante ruolo svolto dal gas russo nella copertura del fabbisogno nazionale di gas naturale (circa il 40% nel 2021, con 29 sui 73 G(m<sup>3</sup>) di gas complessivamente importati lo scorso anno), ha posto al Governo italiano la necessità di adottare misure d'urgenza per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti nazionali; misure che hanno interessato sia il lato dell'offerta di gas, sia quello della domanda.

Relativamente all'obiettivo di diversificare le fonti di approvvigionamento del gas naturale, è stato siglato un accordo per aumentare gradualmente, già a partire dal 2022, le forniture provenienti dall'Algeria, che arrivano in Italia a Mazara del Vallo. L'Algeria è un fornitore storico dell'Italia: dalla seconda metà degli anni '90 sino al 2012 è stato anzi il fornitore con la maggiore quota di gas esportato in Italia. Nel breve termine sono state anche incrementate le importazioni dal TAP, gasdotto entrato in esercizio alla fine del 2020 dal quale arriva il gas proveniente dall'Azerbaijan; il Governo, in coordinamento con Eni e Snam, si è mosso anche per negoziare forniture di GNL da nuove rotte (Congo, Angola, Nigeria, Mozambico, Indonesia).

Secondo il *Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale*, pubblicato dal Ministero della transizione ecologica<sup>3</sup> il 6 settembre 2022, l'insieme delle iniziative messe in campo sul fronte delle importazioni consentirà di sostituire entro il 2025 i circa 30 G(m<sup>3</sup>) di gas russo con circa 25 G(m<sup>3</sup>) di gas di diversa provenienza, colmando la differenza con fonti rinnovabili e con politiche di efficienza energetica.

I quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza del gas<sup>4</sup> evidenziano i primi risultati delle iniziative adottate sul fronte delle importazioni (Fig. 3.5).

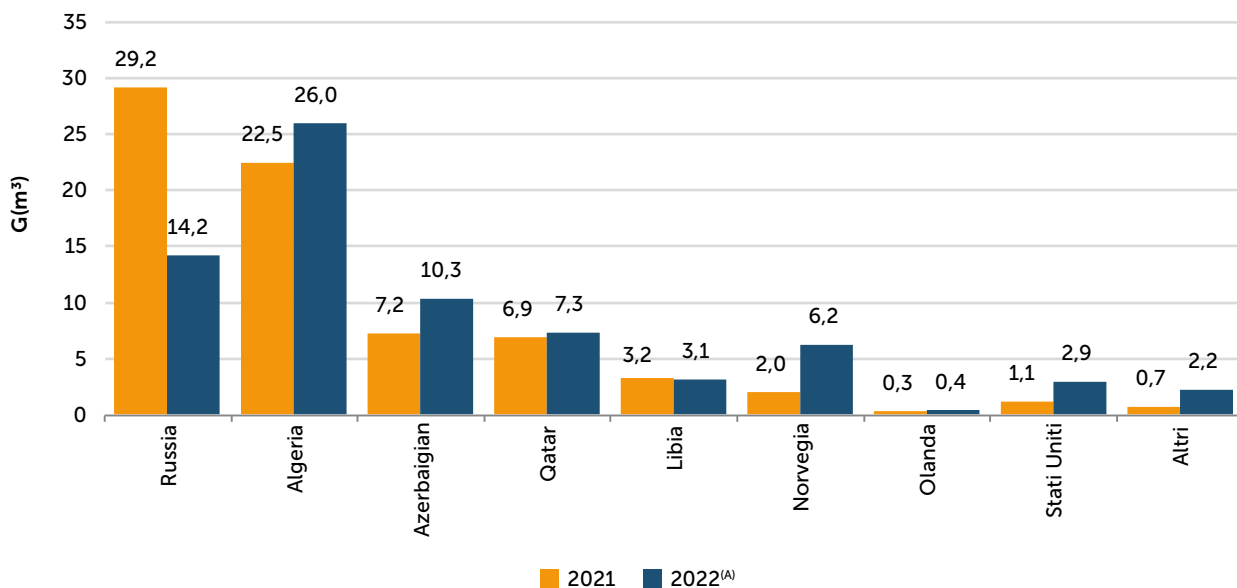
Il drastico calo dei volumi importati di gas russo, pari a -15 G(m<sup>3</sup>), è stato quasi integralmente compensato dall'incremento nelle importazioni dalla Norvegia (+4,2 G(m<sup>3</sup>)), dall'Algeria (+3,5 G(m<sup>3</sup>)), dall'Azerbaijan (+3,1 G(m<sup>3</sup>)), dagli Stati Uniti (+1,8 G(m<sup>3</sup>)) e dagli altri territori (+2 G(m<sup>3</sup>)).

Sempre secondo i dati pre-consuntivi di fonte ministeriale, nel 2022 un quinto dei 72,6 G(m<sup>3</sup>) di gas importato in Italia, cioè 14,5 G(m<sup>3</sup>), 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 2022 hanno assunto una certa importanza anche i carichi provenienti dall'Egitto (5%), dalla Spagna (3%) e dalla Nigeria (1%). Il confronto tra le importazioni di GNL del 2022 con quelle del 2021 (Fig. 3.6) evidenzia come le iniziative tese a diversificare la provenienza abbiano effettivamente incrementato l'incidenza dei paesi diversi dai tre più importanti, che nel 2022 è raddoppiata (12%) rispetto a quella del 2021 (6%).

<sup>3</sup> Divenuto poi Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

<sup>4</sup> Le importazioni sono suddivise per paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale.

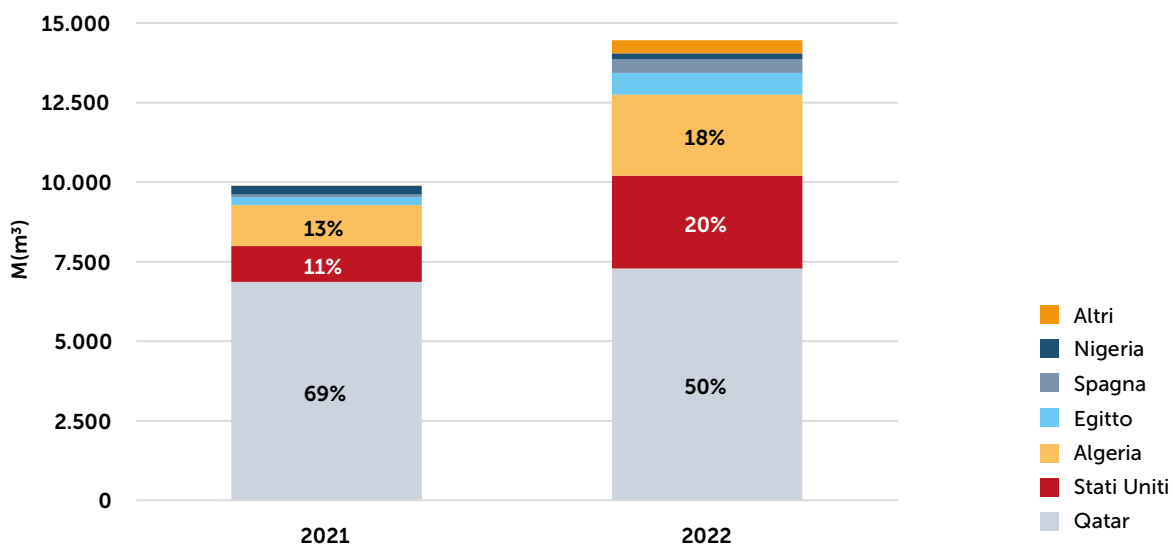
**FIG. 3.5** Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

**FIG. 3.6** Paesi di origine delle importazioni di GNL



Fonte: Ministero della transizione ecologica.

Guardando ai volumi di importazione complessivi (via tubo e via nave), quindi, le quote di provenienza del gas nel 2022 sono molto cambiate rispetto a quelle del 2021: il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è sceso al 19,5% (era al 40%), mentre la quota dell'Algeria è salita dal 30,8% al 35,8%. Al terzo posto per importanza si trova l'Azerbaijan con una quota del 14,2% (era al 9,9%). Dal Qatar è arrivato il 10% del gas complessivamente importato in Italia (9,9% nel 2021) e l'incidenza della Norvegia è risalita all'8,6%, dal 2,7% del 2021. Con il 4% gli Stati Uniti hanno quasi raggiunto la quota della Libia (4,3%), che invece è rimasta invariata rispetto al 2021.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2022 sono stati importati in Italia 68 G(m<sup>3</sup>), 3 in meno rispetto al 2021<sup>5</sup> (Tav. 3.3). Il calo risulta quindi del 4,3%, superiore a quello valutabile nei dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica<sup>6</sup>. Il 6,5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 4,4 G(m<sup>3</sup>) circa, risulta acquistato presso le Borse europee. Tale dato è raddoppiato rispetto al 2021, quando la percentuale di importazioni acquisita presso le borse estere era risultata pari a 2,9 G(m<sup>3</sup>). L'elenco dei primi venti importatori (Tav. 3.3) non presenta alcuna variazione delle prime sei posizioni.

Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni che nel 2022 ha importato 28,5 G(m<sup>3</sup>), quasi 6 G(m<sup>3</sup>) in meno dell'anno precedente. Il forte calo delle importazioni di Eni (-17%), ben superiore a quello evidenziato dal totale delle importazioni nazionali, ha fatto registrare alla quota di mercato della società una netta diminuzione, dal 48,4% al 41,9% (39,2% se calcolata sul valore di *import* di fonte ministeriale). Al contrario i volumi acquistati all'estero da Edison, seconda in classifica, sono risultati leggermente superiori a quelli del 2021: da 11,1 a 11,3 G(m<sup>3</sup>) (+2%); la sua quota nel mercato dell'importazione è salita di un punto percentuale al 16,7% e la distanza da Eni si è nettamente accorciata rispetto a quella osservata nel 2021, che era di oltre sette punti percentuali.

**TAV. 3.3** *Primi venti importatori di gas in Italia nel 2022 (importazioni lorde in M(m<sup>3</sup>))*

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Eni	28.470	41,9%	1°
Edison	11.337	16,7%	2°
Azerbaijan Gas Supply Company Limited	7.789	11,5%	3°
Enel Global Trading	4.276	6,3%	4°
Shell Energy Europe Limited	4.179	6,2%	5°
Gunvor International	2.710	4,0%	6°
Vitol	1.775	2,6%	13°
Engie Italia	1.130	1,7%	9°
Exxonmobil Gas Marketing Europe	1.053	1,5%	-
Dxt Commodities	987	1,5%	7°
Axpo Solutions	938	1,4%	8°
A2A	791	1,2%	11°
Bp Gas Marketing	719	1,1%	32°
Gazprom Italia	323	0,5%	10°
Enet Energy	296	0,4%	18°
Hera Trading	276	0,4%	16°
RWE Supply & Trading	268	0,4%	26°
Centrica Energy Trading	142	0,2%	23°
Axpo Italia	81	0,1%	33°
Repower Italia	66	0,1%	22°

(segue)

<sup>5</sup> Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori energetici.

<sup>6</sup> 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.

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Altri	320	0,5%	-
<b>TOTALE</b>	<b>67.926</b>	<b>100%</b>	<b>-</b>
<i>di cui: importazioni dalle Borse europee</i>	4.386	6,5%	-
<b>IMPORTAZIONI (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica)</b>	<b>72.583</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

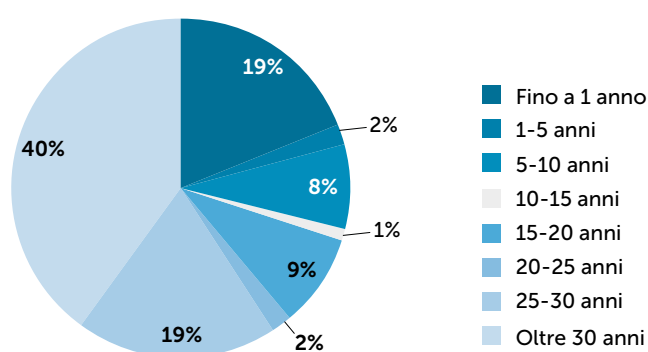
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Sono fortemente cresciuti i quantitativi acquisiti dalla società Azerbaijan Gas Supply Company, che importa il gas azero che approda a Melendugno attraverso il TAP: con 7,8 G(m<sup>3</sup>) importati in corso d'anno (+1,8 miliardi rispetto al 2021, +31,7%) ha consolidato la terza posizione, ampliando la distanza da Enel Global Trading. Ciò anche perché i quantitativi acquisiti da quest'ultima sono diminuiti di 1,6 G(m<sup>3</sup>) rispetto al 2021, scendendo a 4,3 G(m<sup>3</sup>). La quota che per entrambe era pari all'8,3% nel 2021 è salita all'11,5% per Azerbaijan Gas Supply Company, mentre è scesa al 6,3% per Enel Global Trading. Un calo di quasi 600 M(m<sup>3</sup>) ha interessato anche le importazioni di Shall Energy Europe (-12%), che ha comunque conservato la quinta posizione nella classifica degli importatori.

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 47,6 dei 68 G(m<sup>3</sup>) importati, cioè il 70,1% del gas approvvigionato all'estero. Tale quota è in riduzione rispetto al 2021 (era 72,4%) per via della discesa della quota di Eni, non compensata dell'incremento della quota di Edison e di Azerbaijan Gas Supply Company.

**FIG. 3.7** Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2022 secondo la durata intera



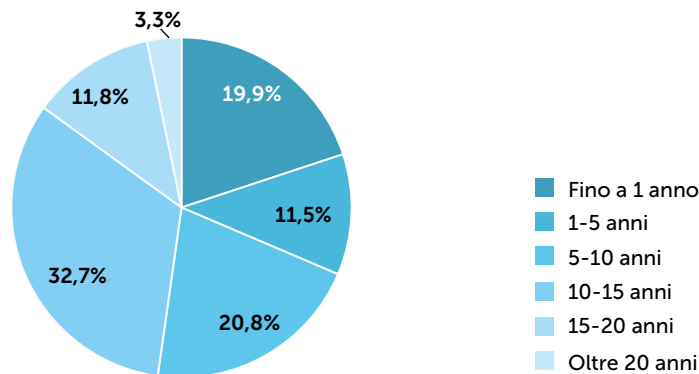
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2022 secondo la durata intera (Fig. 3.7) si è accorciata rispetto al 2021: la quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è risultata pari al 61,1%, mentre lo scorso anno era pari al 66,2%. Inoltre, l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è nettamente cresciuta, essendo salita al 20,5% dal 14,3% registrato nel 2021; l'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni) si è ridotta di un punto percentuale (dal 19,4% al 18,4%). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura, però, sono aumentate: nel 2021, infatti, i volumi contrattati erano complessivamente pari a 83,8 G(m<sup>3</sup>), mentre nel 2022 sono saliti a 85,8

G(m<sup>3</sup>). Dopo due anni di calo, anche l'incidenza delle importazioni *spot*<sup>7</sup>, quelle cioè con durata inferiore all'anno, è risalita di sette punti percentuali, portandosi al 19%.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2022 (Fig. 3.8) mostrano che il 31,4% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 24,5% nel 2021) e il 52,2% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni. Il 15% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è nettamente diminuita: era al 39,3% nel 2021, e riguarda un quantitativo complessivo di circa 13 G(m<sup>3</sup>).

**FIG. 3.8** *Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2022 secondo la durata residua*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

## Infrastrutture del gas

### Trasporto

Nel 2022 le imprese che gestiscono le reti di trasporto del gas nazionale e regionale sono nove: una che opera solo sulla rete nazionale, due sulla rete nazionale e regionale, sei 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 che sulla 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.

<sup>7</sup> 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.



**TAV. 3.4** Reti delle società di trasporto nel 2022 (in km)

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.671	23.107	32.778
Società Gasdotti Italia	736	1.060	1.796
Retragas	0	423	423
Energie Rete Gas	0	142	142
Infrastrutture Trasporto Gas	83	0	83
Metanodotto Alpino	0	76	76
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	51	51
GP Infrastrutture Trasporto	0	42	42
Netenergy Service	0	35	35
<b>TOTALE</b>	<b>10.490</b>	<b>24.936</b>	<b>35.426</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

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.

Il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) possiede il 92,8% delle reti: 32.861 km di rete sui 35.426 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 736 sulla rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 423 km di rete. Vi sono poi altri sei operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

Le attività di trasporto sono riassunte nella tavola 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) (Tav. 3.5). 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 2022 i volumi riconsegnati sulle reti hanno registrato un calo del 3,9%. Con 3,7 G(m<sup>3</sup>) in meno rispetto al valore del 2021, i volumi trasportati sono scesi a 91,9 G(m<sup>3</sup>) dai 95,6 G(m<sup>3</sup>) toccati nel 2021. Anche il numero dei punti di riconsegna è diminuito, pur se molto lievemente, di circa 30 unità, arrivando a 7.537; così anche il volume medio trasportato si è ridotto del 3,5%, da 12,6 a 12,1 M(m<sup>3</sup>).

Le riconsegne ai settori produttivi hanno evidenziato un calo rilevante: le riconsegne al comparto industriale hanno registrato una diminuzione di circa 2,2 G(m<sup>3</sup>) rispetto a quelle del 2021, cioè sono diminuite del 15% in termini percentuali; al settore termoelettrico sono stati riconsegnati complessivamente 25,3 G(m<sup>3</sup>), vale a dire quasi 900 M(m<sup>3</sup>) in meno del 2021 (3,4%). Molto marcata anche la discesa dei volumi riconsegnati agli impianti

di distribuzione, che si sono ridotti quasi del 14% e, in valore assoluto, sono quelli diminuiti in misura maggiore, avendo perso 4,7 G(m<sup>3</sup>) rispetto al 2021. Le ragioni di questo calo sono molteplici e vanno cercate nell'andamento climatico, con i mesi invernali meno freddi degli anni precedenti, così come nei piani di riduzione dei consumi imposti dalle difficoltà di approvvigionamento seguite alla guerra tra la Russia e l'Ucraina e agli effetti sulla domanda degli eccezionali rincari nei prezzi internazionali del gas. All'opposto, i prelievi della 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), hanno evidenziato una crescita significativa: a questi punti sono stati complessivamente riconsegnati quasi 25 G(m<sup>3</sup>), 4 in più del 2021 (il tasso di aumento è del 19,7%).

**TAV. 3.5** Attività di trasporto per regione nel 2022 (lunghezza delle reti in km e volumi riconsegnati in M(m<sup>3</sup>))

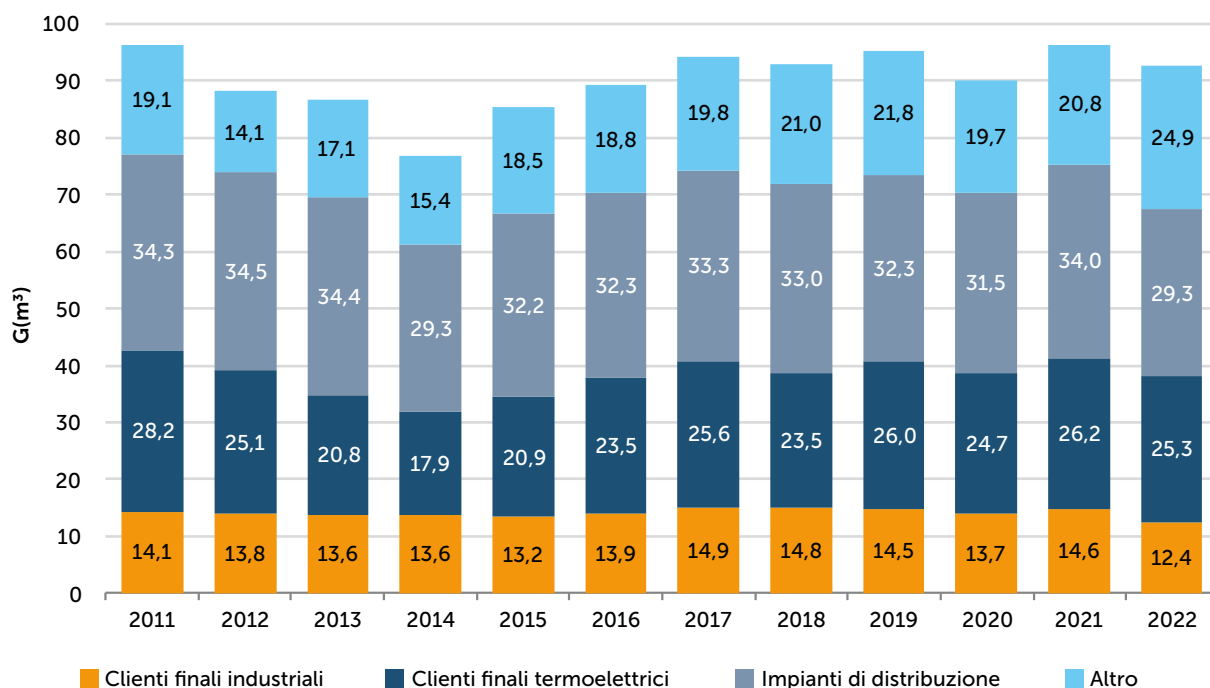
REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI					N. PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO <sup>(A)</sup>	TOTALE	
Piemonte	506	2.164	3.136	1.123	3.061	554	7.874	482
Valle d'Aosta	0	104	36	59	4	0	100	14
Lombardia	642	4.536	7.547	2.262	6.257	580	16.646	2.277
Trentino-Alto Adige	108	382	661	289	24	0	974	94
Veneto	827	2.120	3.588	1.277	608	60	5.533	571
Friuli-Venezia Giulia	492	570	748	603	942	2.071	4.363	167
Liguria	22	475	764	217	564	2	1.548	61
Emilia-Romagna	1.313	2.524	3.699	2.361	3.341	8.370	17.770	729
Toscana	619	1.473	1.951	855	1.514	5	4.325	323
Umbria	180	468	457	266	164	0	888	97
Marche	387	633	776	286	3	102	1.168	188
Lazio	532	1.485	1.886	547	727	471	3.631	417
Abruzzo	678	928	646	381	433	82	1.542	284
Molise	451	513	130	52	214	437	832	129
Campania	578	1.456	1.097	425	928	8	2.458	638
Puglia	697	1.301	1.064	679	2.749	64	4.556	298
Basilicata	398	910	194	102	7	21	324	208
Calabria	987	1.334	284	26	1.949	5	2.264	302
Sicilia	1.073	1.560	667	570	1.839	6	3.082	255
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	12.022	12.022	3
<b>ITALIA</b>	<b>10.490</b>	<b>24.936</b>	<b>29.331</b>	<b>12.379</b>	<b>25.328</b>	<b>24.860</b>	<b>91.899</b>	<b>7.537</b>

(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 2022 si collochi al medesimo livello del 2018. I volumi complessivamente trasportati nel 2022 evidenziano un'incidenza dei settori produttivi del 41%, a fronte del 32% degli impianti di distribuzione e del 27% dei restanti usi del trasporto.

**FIG. 3.9** Attività di trasporto dal 2011



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

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 2022-2023 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) 459/2017 del 16 marzo 2017.

Nei punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero, Snam Rete Gas conferisce capacità per il servizio di trasporto continuo di tipo:

- annuale, con effetto dal 1° ottobre di ogni anno;
- trimestrale, con effetto dal 1° ottobre, dal 1° gennaio, dal 1° aprile e dal 1° luglio;
- mensile, con effetto dal primo giorno di ciascun mese;
- giornaliero, con effetto dalle ore 6:00 di ciascun giorno alle ore 6:00 del giorno di calendario successivo;
- infragiornaliero, con effetto dall'inizio di ciascuna ora e fino al termine del medesimo giorno-gas.

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'Azerbaijan in Europa, passando per il gasdotto *Trans Anatolian Pipeline* (TANAP), la Grecia settentrionale, l'Albania e il Mar Adriatico, per poi raggiungere il punto di approdo e connettersi alla rete italiana di trasporto presso il punto di Melendugno (LE). 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(m<sup>3</sup>) all'anno. È gestito dalla società Tap AG i cui azionisti sono BP, Socar e Snam con il 20% ciascuna, Fluxys con il 19%, Enagás con il 16% e Axpo con il 5%.

**TAV. 3.6** Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2022-2023 (in M(m<sup>3</sup>) standard per giorno)

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI <sup>(C)</sup>
<b>A inizio anno termico</b>					
Passo Gries	59,0	12,3	46,7	20,8%	16
Tarvisio	109,0	4,9	104,3	4,5%	6
Gorizia <sup>(A)</sup>	4,2	0,3	3,9	8,0%	1
Melendugno <sup>(B)</sup>	44,5	4,7	55,0	56,3%	6
Mazara del Vallo <sup>(B)</sup>	103,7	64,0			8
Gela <sup>(B)</sup>	45,0	2,2			2
<b>TOTALE GASDOTTI</b>	<b>298,4</b>	<b>88,5</b>	<b>209,9</b>	<b>29,6%</b>	<b>31</b>
<b>Al 1° gennaio 2023</b>					
Passo Gries	59,0	21,4	37,6	36,3%	5
Tarvisio	109,2	7,2	102,0	6,6%	7
Gorizia <sup>(A)</sup>	4,2	0	4,2	0,0%	0
Melendugno <sup>(B)</sup>	44,5	29,1	18,7	85,2%	5
Mazara del Vallo <sup>(B)</sup>	103,7	65,0			8
Gela <sup>(B)</sup>	45,0	13,2			2
<b>TOTALE GASDOTTI</b>	<b>298,4</b>	<b>135,9</b>	<b>162,5</b>	<b>45,5%</b>	<b>22</b>

(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 126,0 M(m<sup>3</sup>)/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 2022-2023 la capacità complessiva di trasporto è pari a 298,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno in considerazione del vincolo dato dalla massima capacità trasportabile da Sud (cioè dai punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno) pari a 126 M(m<sup>3</sup>)/giorno.

La capacità di trasporto è cresciuta di 0,6 M(m<sup>3</sup>)/giorno (+0,2%) rispetto all'anno termico precedente (2021-2022), per l'aumento di 0,3 M(m<sup>3</sup>)/giorno nei punti di Tarvisio e Gorizia, grazie alla sostituzione di alcune macchine. Si osserva, inoltre, un incremento di 3 M(m<sup>3</sup>)/giorno nella capacità da Sud – suddivisi, rispettivamente, in +1,4 M(m<sup>3</sup>) nel punto di Gela, +1,1 M(m<sup>3</sup>) a Mazara e +0,5 M(m<sup>3</sup>) nel punto di Melendugno –, ma questi incrementi

non si traducono in un aumento della capacità complessiva, dato il vincolo tecnico menzionato della capacità massima da Sud, pari a 126 M(m<sup>3</sup>)/giorno come nello scorso anno.

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 sia stata conferita per 88,5 M(m<sup>3</sup>)/giorno, cioè per il 29,6%, a 31 soggetti (esclusa quella derivante da conferimenti pluriennali precedenti). Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, presso i medesimi punti di entrata, al 1° gennaio 2023 la suddetta quota sale al 45,5%, per l'incremento delle capacità conferite a Passo Gries per 9,2 M(m<sup>3</sup>)/giorno, a Tarvisio per 2,3 M(m<sup>3</sup>)/giorno, a Melendugno per 24,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno, a Mazara del Vallo per 1,1 M(m<sup>3</sup>)/giorno e a Gela per 11 M(m<sup>3</sup>)/giorno. Si noti, in particolare, come i conferimenti effettuati nei tre punti di Melendugno, Mazara e Gela esauriscano quasi completamente (85,2%) la massima capacità trasportabile da Sud, pari a 126 M(m<sup>3</sup>)/giorno.

Accanto alla capacità di entrata fornita dai gasdotti, vi sono poi i punti di entrata della rete in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. Il rigassificatore di Panigaglia (SP) è gestito dalla società GNL Italia del gruppo Snam e ha una capacità tecnica giornaliera di 13 M(m<sup>3</sup>)/giorno. Al 1° ottobre 2022, inizio dell'anno termico, la capacità presso il terminale di Panigaglia risulta totalmente libera.

La capacità tecnica giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) pari a 26,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno è occupata per 21 M(m<sup>3</sup>)/giorno, 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 anni<sup>8</sup>. Alla fine del 2021, il Ministro della transizione ecologica, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, ha concesso<sup>9</sup> alla società di aumentare la capacità di rigassificazione dell'impianto nell'*offshore* di Rovigo di 1 G(m<sup>3</sup>), passando quindi dagli attuali 8 a 9 G(m<sup>3</sup>) all'anno.

Infine, la capacità tecnica nel terminale di Livorno, entrato in esercizio nel dicembre 2013 e gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana, pari a 15 M(m<sup>3</sup>)/giorno, al 1° ottobre 2022 risultava ancora disponibile.

Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, però, anche nel caso dei terminali la capacità conferita sale notevolmente: al 1° gennaio 2023 il terminale di Panigaglia risulta occupato per il 58%, quello di Rovigo per il 93% e quello di Livorno per il 78%.

Complessivamente, nell'anno solare 2022, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 595, contro i 450 del 2021, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata, come sempre, del 100%.

## Conferimenti pluriennali

Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, anche nel 2022 le capacità ai punti di interconnessione via gasdotto sono state rese disponibili per il conferimento per i successivi quindici anni termici, a partire dal 2023-2024. Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità presso i punti di entrata della rete nazionale di tipo plu-

<sup>8</sup> Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE.

<sup>9</sup> Con il decreto ministeriale 22 dicembre 2021, n. 543.

riennale che risultano conferite a partire dal prossimo anno termico, come risultanti a marzo 2023, per i punti di interconnessione via gasdotto e per i punti di interconnessione presso i terminali di GNL.

In tutti gli anni termici considerati, la capacità complessiva di trasporto nei gasdotti è pari a 298,4 M(m<sup>3</sup>)/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 (126, M(m<sup>3</sup>)/giorno), considerando il vincolo dato dalla capacità concorrente tra i punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno.

**TAV. 3.7** Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2023-2024 al 2036-2037 (in M(m<sup>3</sup>) standard per giorno)

ANNI TERMICI	PUNTI DI ENTRATA								
	MAZARA	GELA	MELENDUGNO	TARVISIO	GORIZIA	PASSO GRIES	PANIGAGLIA	CAVARZERE	LIVORNO
2023-2024	-	10,9	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2024-2025	-	10,9	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2025-2026	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2026-2027	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2027-2028	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2028-2029	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2029-2030	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2030-2031	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2031-2032	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2032-2033	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2033-2034	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2034-2035	-	-	24,6	-	-	-	-	-	-
2035-2036	-	-	24,6	-	-	-	-	-	-
2036-2037	-	-	24,6	-	-	-	-	-	-

Fonte: Snam Rete Gas.

A parte i 24,6 M(m<sup>3</sup>)/giorno conferiti a Melendugno sino all'ultimo anno considerato, la capacità conferita nei gasdotti è data dai 10,9 M(m<sup>3</sup>)/giorno conferiti al punto di Gela fino all'anno termico 2024-2025. A partire dall'anno termico 2025-2026 la capacità riservata nei gasdotti si azzerava in tutti i punti di entrata, escluso, appunto, Melendugno. Per quanto riguarda i punti collegati con terminali di rigassificazione, risulta capacità conferita fino all'11 dicembre 2033, cioè sino all'anno termico 2033-2034, presso il punto di Cavarzere.

## 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 commerciale) e risposta a situazioni di mancanza/riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema nazionale, per esempio quando si presen-

tano 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 esausti. 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, una società posseduta da istituti finanziari nazionali e internazionali che a fine dicembre 2021 è stata acquisita per il 51% da tre fondi gestiti da F2i, la società di gestione del risparmio detenuta dalla Cassa depositi e prestiti insieme con 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(m<sup>3</sup>).

**TAV. 3.8** Concessioni di stoccaggio in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	ANNO DI CONFERIMENTO
Alfonsine <sup>(A)</sup>	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 <sup>(A)</sup>	Geogastock	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 della transizione ecologica, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

Il sistema di stoccaggio del gas italiano comprende una capacità di stoccaggio commerciale, che viene riempito durante la stagione estiva, mentre durante la stagione invernale consente prelievi di gas a vantaggio prevalentemente del consumo domestico. Oltre alla capacità commerciale vi è un quantitativo di gas stoccato 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 Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel marzo 2023, con l'emanazione, da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, del consueto decreto in materia (decreto 31 marzo 2023). Tale assetto (Tav. 3.9) replica in massima parte quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2023-2024, pari a 7,841 G(m<sup>3</sup>) conferiti in asta; a tale capacità è associato un prodotto con una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a 5,171 G(m<sup>3</sup>), è associata a prodotti sempre conferiti in asta, ma 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 si limitano a due tipi:

- specifiche per le capacità dei servizi di stoccaggio minerario, strategico e bilanciamento;
- attraverso procedure di asta competitiva.

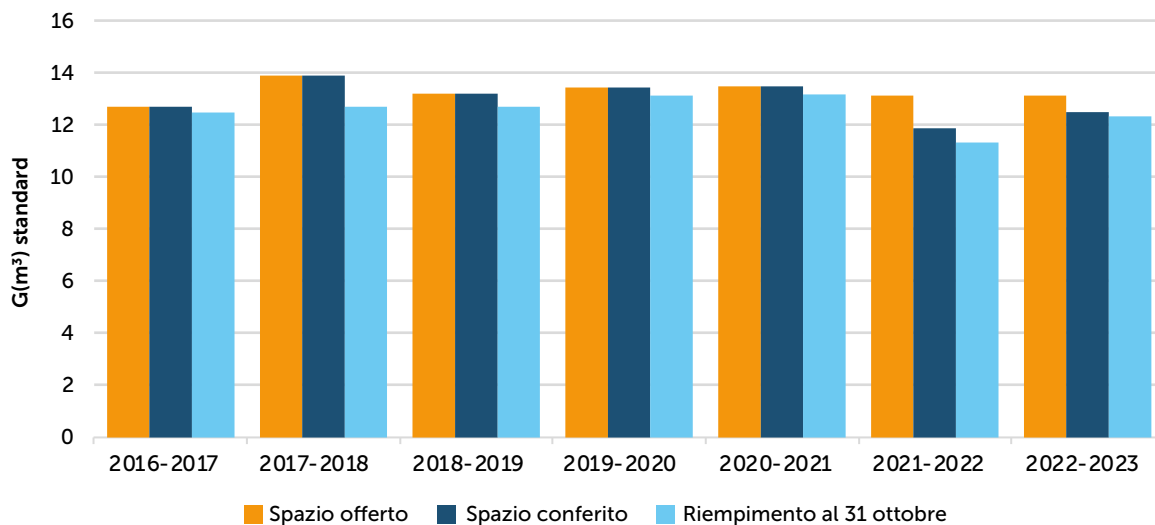
**TAV. 3.9** Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2022-2023 e 2023-2024 (in M(Sm<sup>3</sup>))

SERVIZIO	PRODOTTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO	
		2022-2023	2023-2024
Minerario	Definito da MSE	104	109
Bilanciamento trasporto	A richiesta	50	50
Modulazione di punta	Annuale	7.831	7.841
Modulazione uniforme	Annuale	4.015	4.093
Modulazione uniforme	Pluriennale	1.071	1.005
Modulazione uniforme	Flessibilità	60	73
Strategico	Definito da MSE	4.620	4.620
<b>TOTALE</b>		<b>17.751</b>	<b>17.791</b>

Fonte: ARERA.

Nell'anno termico 2022-2023, che si è concluso il 31 marzo 2023, il sistema di stoccaggio ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 13,1 G(m<sup>3</sup>), oltre a 4,6 G(m<sup>3</sup>) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato conferito per il 95% (Fig. 3.10). Al 31 ottobre 2022 il riempimento degli stoccaggi era pari a 12,3 G(m<sup>3</sup>). La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 259,1 milioni di metri cubi standard/giorno: 247 M(m<sup>3</sup>)/g negli stoccaggi Stogit, 9 M(m<sup>3</sup>)/g in quelli di Edison e 3,1 M(m<sup>3</sup>)/g in quelli di Ital Gas Storage.



**FIG. 3.10** Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici

Fonte: Ministero della transizione ecologica.

Più in dettaglio, nel complesso, nell'anno termico 2022-2023 la capacità di stoccaggio è stata conferita per i servizi di durata almeno annuale a 65 operatori, di cui:

- 61 utenti hanno acquistato il servizio di modulazione di punta;
- 43 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:

- 24 utenti hanno acquistato solo 1 prodotto;
- 35 utenti hanno acquistato 2 prodotti;
- 6 utenti hanno acquistato 3 prodotti.

In termini di durata del conferimento:

- 15 utenti hanno capacità per il servizio pluriennale, acquistata nell'anno termico 2022-2023 e/o in quello precedente;
- 64 utenti hanno acquistato capacità annuale.

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit nell'anno termico 2022-2023 sono risultati pari a circa 17,2 G(m<sup>3</sup>), di cui 6,1 in erogazione e 11,1 in iniezione. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio nell'anno termico 2022-2023 sono risultati pari a poco più di 1,8 G(m<sup>3</sup>), di cui 0,8 in erogazione e 0,97 in iniezione. Infine, per quanto riguarda Ital Gas Storage, i volumi movimentati (movimentato fisico) dal suo stoccaggio nell'anno termico 2022-2023 sono risultati pari a poco più di 0,48 G(m<sup>3</sup>), di cui 0,2 in erogazione e 0,28 in iniezione.

## 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 2022 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria l'anno precedente per il 2021. Nelle pagine che seguono devono quindi essere considerati provvisori tutti i dati riguardanti il 2022.

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 196 imprese, 190 delle quali hanno risposto<sup>10</sup>.

Prima di illustrare i risultati dell'Indagine è opportuno, come di consueto, descrivere le operazioni societarie che hanno interessato gli esercenti nel 2022.

In primo luogo, vi sono state operazioni di cessione/acquisizione. In particolare:

- il 1° gennaio 2022 Megareti (gruppo Agsm Aim) ha acquisito l'attività di distribuzione del gas naturale di Servizi a Rete, relativa a comuni della Provincia di Vicenza;
- il 1° marzo 2022 Unareti (gruppo A2A), in seguito all'aggiudicazione della gara per l'affidamento del servizio dell'Ambito territoriale minimo Milano 1, ha acquisito da 2i Rete Gas l'attività di distribuzione gas nel Comune di Cinisello Balsamo (MI) e da Italgas Reti l'attività nel quartiere Comasina di Milano e nel Comune di Corsico (MI);
- il 31 marzo 2022 Unareti ha ceduto a Romeo Gas l'attività di distribuzione del gas naturale nei Comuni di Bucinasco (MI), Gorlago (BG), Polaveno (BS), Pezzaze (BS), Tavernole sul Mella (BS), Marcheno (BS), Lodrino (BS), Bovegno (BS), Condino (TN), Cupello (CH), Carunchio (CH), Celenza Sul Trigno (CH), Fraine (CH), Fresagrandinaria (CH), Lentella (CH), Liscia (CH), Palmoli (CH), Schiavi D'abruzzo (CH), Altino (CH), Ari (CH), Casoli (CH), Fara San Martino (CH), Frisa (CH), Palombaro (CH), Sant'eusanio Del Sangro (CH), Santa Maria Imbaro (CH), Torino Di Sangro (CH), Treglio (CH), Furci (CH), Belmonte Del Sannio (IS), Petacciato (CB), Pontecagnano (SA);
- il 31 marzo 2022 LD Reti (gruppo A2A) ha ceduto a Romeo Gas gli impianti di distribuzione di Mortara (PV), Mairago (LO), Volongo (CR), Calvenzano (BG), Toscolano Maderno (BS), Solignano (PR), Dueville (VI), Piombino Dese (PD);
- il 1° ottobre 2022 Adistribuzione gas (gruppo Acea) ha acquisito da Romeo Gas le attività di distribuzione della stessa nei comuni delle Province di Chieti, Isernia, Campobasso e Salerno;
- il 1° ottobre 2022 Irete (gruppo Iren) ha acquisito da Romeo Gas le attività di distribuzione di quest'ultima in Emilia-Romagna e Lombardia occidentale;
- il 1° ottobre 2022 Ascopiave ha acquisito da Romeo Gas la quota più consistente delle attività di distribuzione gas di quest'ultima, relative ai rimanenti comuni della Lombardia e al Triveneto.

Come di consueto, vi sono state operazioni di ridenominazione:

- il 1° gennaio 2022 Megareti ha variato la ragione sociale in V-Reti;
- il 30 marzo 2022 AGES ha assunto la denominazione A.G.Re.;
- il 1° ottobre 2022 il Gruppo ACSM-AGAM ha assunto la denominazione Acinque.

<sup>10</sup> Non hanno risposto all'Indagine le società Vergas, Geneco, Socogas, Aminternum Servizi, Consorzio Simegas, Comune di Casirate.

Infine, vi sono state le seguenti altre riorganizzazioni:

- il 1° gennaio 2022 il Comune di Casirate d'Adda (MI) ha acquisito l'attività di distribuzione del gas naturale svolta nel proprio territorio dalla partecipata Casirate Gas;
- il 21 marzo 2022 SG Distribuzione ha acquisito l'attività di SOCOGAS, nell'ambito dello stesso gruppo societario;
- il 1° maggio 2022 C.S. ha incorporato AMG;
- il 1° ottobre 2022 V-Reti Gas ha acquisito l'attività di distribuzione gas della controllante Valle Umbra Servizi.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2022, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.10), mostra in primo luogo l'importanza degli enti pubblici, che risultano possedere il 33,6% delle quote delle società di distribuzione, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente, al pari delle imprese energetiche locali (12,9%); i due cali sono compensati dall'aumento dell'incidenza delle imprese energetiche nazionali (dal 13,9% al 14,5%).

**TAV. 3.10** *Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2021	2022
<b>Enti pubblici</b>	33,8%	33,6%
<b>Imprese energetiche locali</b>	13,3%	12,9%
<b>Imprese energetiche nazionali</b>	13,9%	14,5%
<b>Imprese energetiche estere</b>	0,4%	0,4%
<b>Società diverse</b>	25,4%	25,6%
<b>Istituti finanziari nazionali</b>	0,1%	0,1%
<b>Istituti finanziari esteri</b>	0,3%	0,3%
<b>Mercato</b>	0,0%	0,0%
<b>Persone fisiche</b>	12,8%	12,5%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

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 12,8% a 12,5%), in parte compensata dall'ulteriore crescita delle società diverse dalle precedenti (dal 25,4% al 25,6%). 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), dall'Austria (partecipazioni in Südtirolgas) e dal Regno Unito (quote di Erogasmet).

Nel 2022 la suddivisione dei distributori in base al numero dei clienti serviti mostra 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 (10.000-50.000 clienti) e 47 piccolissimi (meno di 5.000 clienti); questi ultimi sono l'unica categoria a presentare una differenza rispetto all'anno precedente (2 unità in meno) (Tav. 3.11).

**TAV. 3.11** Attività dei distributori nel periodo 2014-2022

OPERATORI <sup>(A)</sup>	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>NUMERO</b>	<b>228</b>	<b>228</b>	<b>226</b>	<b>218</b>	<b>210</b>	<b>208</b>	<b>197</b>	<b>193</b>	<b>186</b>	<b>186</b>
Molto grandi	7	8	8	8	7	7	7	6	6	6
Grandi	26	22	22	20	20	19	19	22	22	22
Medi	20	20	22	22	22	22	21	19	20	20
Piccoli	115	117	114	110	104	101	97	96	89	91
Piccolissimi	60	61	60	58	57	59	53	50	49	47
<b>VOLUME DISTRIBUITO – M(m<sup>3</sup>)</b>	<b>34.241</b>	<b>29.470</b>	<b>31.184</b>	<b>31.078</b>	<b>31.654</b>	<b>32.116</b>	<b>31.243</b>	<b>30.075</b>	<b>32.247</b>	<b>28.316</b>
Molto grandi	19.553	17.414	18.375	19.511	19.967	32.188	20.189	18.585	19.967	17.855
Grandi	8.682	6.754	7.099	5.843	5.941	20.523	5.816	6.814	7.512	6.264
Medi	2.227	2.020	2.228	2.240	2.407	6.059	2.254	1.878	1.926	1.748
Piccoli	3.578	3.105	3.297	3.290	3.141	2.446	2.804	2.643	2.691	2.320
Piccolissimi	202	176	184	194	198	2.968	180	154	151	129

(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. Si precisa che il numero degli operatori attivi è dato dal numero dei rispondenti all'Indagine annuale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I volumi complessivamente distribuiti sono diminuiti del 12,2%, scendendo a un livello non solo inferiore a quello di inizio pandemia (2020) ma al minimo degli ultimi 25 anni. 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% del 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'8,7%).

Complessivamente, gli operatori attivi nel 2022 hanno distribuito 28,3 G(m<sup>3</sup>), con una diminuzione di ben 3,9 G(m<sup>3</sup>) rispetto all'anno precedente, a 21,8 milioni di clienti finali<sup>11</sup>, anch'essi in diminuzione (111.000 unità in meno, -0,5%). Il servizio è stato gestito attraverso 6.512 concessioni in 7.314 comuni (Tav. 3.12).

**TAV. 3.12** Attività di distribuzione per regione nel 2022 (volumi in M(m<sup>3</sup>), clienti in migliaia, volumi unitari in m<sup>3</sup>)

REGIONE	COMUNI SERVITI	NUMERO CONCESSIONI	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI	VOLUMI UNITARI
Piemonte	1.083	930	25	1.922	3.072	10,8%	8,8%	1.598
Valle d'Aosta	24	1	1	22	36	0,1%	0,1%	1.676
Lombardia	1.597	1381	45	4.554	7.383	26,1%	20,8%	1.621

(segue)

<sup>11</sup> Individuati mediante il numero dei gruppi di misura.

REGIONE	COMUNI SERVITI	NUMERO CONCESSIONI	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI	VOLUMI UNITARI
Trentino-Alto Adige	169	190	10	271	650	2,3%	1,2%	2.400
Veneto	655	554	23	1.991	3.409	12,0%	9,1%	1.712
Friuli-Venezia Giulia	197	130	9	512	766	2,7%	2,3%	1.496
Liguria	162	156	7	832	696	2,5%	3,8%	837
Emilia-Romagna	384	312	18	2.132	3.525	12,4%	9,7%	1.653
Toscana	252	247	9	1.530	1.983	7,0%	7,0%	1.297
Umbria	96	81	11	335	449	1,6%	1,5%	1.340
Marche	228	197	27	641	787	2,8%	2,9%	1.228
Lazio	338	311	11	2.188	1.836	6,5%	10,0%	839
Abruzzo	309	290	20	612	618	2,2%	2,8%	1.010
Molise	137	133	8	121	113	0,4%	0,6%	931
Campania	485	466	15	1.312	947	3,3%	6,0%	722
Puglia	262	255	10	1.312	988	3,5%	6,0%	753
Basilicata	132	129	9	193	182	0,6%	0,9%	943
Calabria	387	355	6	392	271	1,0%	1,8%	689
Sicilia	345	325	11	996	603	2,1%	4,6%	605
Sardegna	72	69	1	6	2	0,0%	0,0%	357
<b>ITALIA</b>	<b>7.314</b>	<b>6.512</b>	<b>-</b>	<b>21.873</b>	<b>28.316</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.295</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

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 61,4% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 20,3%, mentre il restante 18,3% viene distribuito nelle altre parti d'Italia, con quote regionali che non arrivano 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% del gas distribuito a livello nazionale a 12,2 milioni di clienti (il 55,9% del totale nazionale); seguono il Centro con il 20,4%, erogato a 5,4 milioni di clienti (il 24,8% del totale) e infine il Sud e le Isole, con il 10,6% del gas a 4,2 milioni di clienti (il 19,3% del totale nazionale).

Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale distribuzione gas dell'Autorità, nel 2022 sono state metanizzate 34 nuove località, di cui 9 alimentate da carro bombolaio e 12 rifornite da serbatoi di GNL.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 269.249 km di rete (di cui, nel 2022, 378 non in funzione): il 57,2% in bassa pressione, il 42,1% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione (Tav. 3.13). La lunghezza

delle reti è cresciuta di 1.111 km rispetto al 2021. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.881 cabine e 103.413 gruppi di riduzione finale.

**TAV. 3.13** Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2022 (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	12.967	11.819	94,9%	4,5%
Valle d'Aosta	5	58	0	183	198	98,6%	0,8%
Lombardia	1.811	16.776	123	15.269	33.328	79,7%	16,3%
Trentino-Alto Adige	235	21.678	196	2.317	2.236	92,2%	7,5%
Veneto	697	14.606	299	11.542	19.207	80,1%	19,5%
Friuli-Venezia Giulia	131	1.953	5	2.322	5.286	68,7%	30,7%
Liguria	83	2.931	5	2.202	4.078	98,0%	1,7%
Emilia-Romagna	508	7.646	206	17.701	13.249	75,9%	23,9%
Toscana	331	10.145	203	6.954	10.105	87,5%	12,5%
Umbria	188	1.966	101	2.079	3.437	59,5%	40,5%
Marche	133	2.395	21	4.765	4.782	61,7%	29,7%
Lazio	336	2.345	180	7.889	8.055	66,2%	33,8%
Abruzzo	215	2.150	4	5.127	5.157	76,7%	23,1%
Molise	96	431	1	1.207	1.202	86,2%	13,7%
Campania	360	6.063	56	5.161	8.591	83,8%	15,7%
Puglia	246	1.897	116	3.768	8.944	92,2%	7,7%
Basilicata	114	480	1	1.115	1.671	55,5%	43,9%
Calabria	266	920	61	4.247	3.686	92,0%	7,9%
Sicilia	222	1.764	130	5.262	8.803	94,9%	4,8%
Sardegna	67	45	0	1.316	205	100,0%	0,0%
<b>ITALIA</b>	<b>6.881</b>	<b>103.413</b>	<b>1.817</b>	<b>113.394</b>	<b>154.038</b>	<b>81,5%</b>	<b>17,3%</b>
<i>di cui non in funzione</i>	-	-	5	276	97	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il 57,5% delle reti (154.846 km) è collocato al Nord, il 22,8% al Centro (61.269 km) e il restante 19,7% (53.134 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), quest'anno basata sul numero dei clienti attivi, viene effettuata sulla base delle categorie entrate in vigore nel 2013. Definite

nell'ambito della riforma del *settlement*<sup>12</sup>, 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.

Più della metà dei clienti (il 54%) 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 (44,8%) del gas complessivamente distribuito in Italia, ha un consumo unitario di 1.039 m<sup>3</sup>/anno, inferiore del 12,6% a quello rilevato per il 2021 (1.188 m<sup>3</sup>).

**TAV. 3.14** Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2022 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre 2022 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m<sup>3</sup>)

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	2,17%	20,19%	17.566
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	42,31%	6,52%	204
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	53,97%	44,81%	1.039
C4	Uso condizionamento	0,05%	0,04%	920
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,10%	0,15%	1.959
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,11%	3,98%	60.926
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,31%	24,32%	26.772
	TOTALE	100,00%	100,00%	1.295

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La seconda tipologia più diffusa tra i clienti (42,3%) 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 al 6,5% del totale, per un consumo unitario di 204 m<sup>3</sup>, anch'esso in diminuzione (-9,6%) rispetto all'anno precedente (226 m<sup>3</sup>). Gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1), per lo più impianti termici centralizzati, sono una piccola quota dei clienti totali (poco più del 2%), ma assorbono ben un quinto del gas distribuito, con un consumo unitario di 17.566 m<sup>3</sup>, che presenta una diminuzione (-12,4%) rispetto all'anno precedente (20.053 m<sup>3</sup>) quasi identica a quella dei riscaldamenti individuali. Le aziende con usi tecnologici (artigianali e industriali) rappresentano solo lo 0,1% dei clienti e il 4% dei prelievi; il loro consumo unitario, ovviamente elevato, è pari a 60.926 m<sup>3</sup>, in aumento (+8%) rispetto all'anno precedente (56.423 m<sup>3</sup>), in controtendenza rispetto alle altre categorie di clienti. Quasi un quarto del gas distribuito (il 24,3%) viene impiegato da soggetti aventi usi sia tecnologici sia di riscaldamento (codice T2), il cui consumo medio è pari a 26.772 m<sup>3</sup>, anch'esso in diminuzione (-7,2%) rispetto al 2021 (28.844 m<sup>3</sup>). Rimangono estremamente marginali gli utilizzi per condizionamento, pari a circa lo 0,05% in termini sia di clienti sia di volumi assorbiti. Infine, considerando l'insieme di tutte le categorie sopra descritte, emerge un consumo *pro capite* medio di 1.295 m<sup>3</sup>/anno (Tav. 3.14), in diminuzione dell'11,7% rispetto ai 1.466 m<sup>3</sup> rilevati per il 2021.

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 m<sup>3</sup> all'anno), riguardano principalmente consumi

<sup>12</sup> Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

di prima necessità comprendono quasi la metà dei clienti (47,4%), ma assorbono solo il 7% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di clienti (42,7%) sia di volumi (29,3%) è quella relativa ai consumi tra 481 e 1.560 m<sup>3</sup>; 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'1,7% dei clienti), assorbono praticamente la metà del gas complessivamente distribuito (49,3%).

Nella tavola le quote dei clienti per ciascuna classe di prelievo sono calcolate in base al numero dei gruppi di misura attivi<sup>13</sup>. Considerando il numero totale dei gruppi di misura installati, si ottiene un valore più elevato di circa 2,2 milioni di unità, condensate (92%) nella fascia di prelievo più piccola, mentre se si considera il numero complessivo di punti di riconsegna<sup>14</sup>, si ottiene un ulteriore ampliamento della platea di circa 1,6 milioni di unità, ancora più concentrate (99) nella prima fascia di prelievo. Se non diversamente specificato, nel paragrafo i clienti sono conteggiati in termini di gruppi di misura attivi.

**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 2022 in migliaia e volumi prelevati in M(m<sup>3</sup>))

FASCIA DI PRELIEVO (m <sup>3</sup> /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	8.032	6.397	4.342	195	19,85%	0,69%
121-480	6.120	6.115	6.030	1.785	27,57%	6,30%
481-1.560	9.428	9.423	9.345	8.307	42,72%	29,34%
1.561-5.000	1.791	1.790	1.779	4.059	8,13%	14,34%
5.001-80.000	361	361	359	5.493	1,64%	19,40%
80.001-200.000	11	11	10	1.275	0,05%	4,50%
200.001-1.000.000	6	6	6	2.413	0,03%	8,52%
Oltre 1.000.000	2	2	2	4.787	0,01%	16,90%
<b>TOTALE</b>	<b>25.749</b>	<b>24.103</b>	<b>21.873</b>	<b>28.316</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

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)<sup>15</sup>. Nel 2022 sono presenti nel settore 20,4 milioni di clienti domestici che hanno prelevato 13,3 miliardi di m<sup>3</sup>, ovvero il 47% 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 54,7% di tutto il gas distribuito in Italia e il 94,3% dei clienti totali.

<sup>13</sup> Il gruppo di misura, o misuratore, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale; esso comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

<sup>14</sup> Il punto di riconsegna è l'elemento di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale.

<sup>15</sup> 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 2022 in migliaia e volumi prelevati in M(m<sup>3</sup>))

FASCIA DI PRELIEVO (m <sup>3</sup> /anno)	GRUPPI DI MISURA				VOLUMI			
	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI
0-120	4.169,130	11,084	9,741	151,848	189,7	0,4	0,2	4,9
121-480	5.816,555	10,240	6,917	196,719	1.718,5	3,0	2,1	61,4
481-1.560	8.940,149	19,657	13,025	372,525	7.924,7	19,3	12,4	351,1
1.561-5.000	1.471,969	37,437	14,575	255,282	3.169,6	123,1	43,4	723,2
5.001-80.000	27,729	113,652	22,094	195,176	232,8	1.808,2	387,9	3.064,6
80.001-200.000	0,111	1,363	0,946	8,044	13,4	154,1	113,4	994,3
200.001-1.000.000	0,032	0,164	0,437	5,075	13,6	52,3	168,2	2.179,2
Oltre 1.000.000	0,009	0,005	0,124	1,547	32,3	6,5	342,1	4.405,8
<b>TOTALE</b>	<b>20.425,684</b>	<b>193,602</b>	<b>67,859</b>	<b>1.186,216</b>	<b>13.294,6</b>	<b>2.166,9</b>	<b>1.069,8</b>	<b>11.784,5</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Poco più di un miliardo di metri cubi (il 3,8% 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 5,4% dei clienti e il 41,6% dei volumi distribuiti. I consumi *pro capite* che emergono da questi dati sono compatibili con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 651 m<sup>3</sup> per i clienti domestici, 11.192 per i condomini, 15.764 per le attività di servizio pubblico e 9.935 per gli "altri usi". Nell'ambito dei domestici (in senso stretto), la classe di consumo più popolata è quella da 481 a 1.560 m<sup>3</sup>/anno: vi ricade il 43,8% dei clienti e il 59,6% dei volumi, con un consumo medio unitario di 886 m<sup>3</sup>/anno. Segue la classe inferiore (121-480 m<sup>3</sup>/anno), con il 28,5% dei clienti ma solo il 12,9% dei volumi, mentre risulta ancora meno rilevante la prima classe (0-120 m<sup>3</sup>/anno), che pur annoverando un quinto dei clienti domestici (20,4%) assorbe solo l'1,4% dei consumi degli stessi. Per quanto riguarda i condomini con uso domestico, la maggior parte (58,7%) ricade nella classe di consumo 5.001-80.000 m<sup>3</sup>/anno, che assorbe ben l'83,5% dei volumi prelevati da questa seconda categoria, per un consumo unitario di 15.910 m<sup>3</sup>/anno. Nella medesima classe di consumo ricade anche la quota maggiore (32,6%) delle utenze relative ad attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 36,3% del gas utilizzato da questa categoria. Infine, per quanto riguarda la tipologia residuale "altri usi", la classe di consumo principale in termini di numerosità (31,4%) è la terza (da 481 a 1.560 m<sup>3</sup>/anno), ma assorbe solo il 3% dei consumi di questi clienti; più rilevante la classe da 5.000 a 80.000 m<sup>3</sup>/anno, con il 16,5% dei clienti, il 26% dei volumi e un consumo unitario prossimo a quello dei riscaldamenti centralizzati (15.702 m<sup>3</sup>), mentre considerando i volumi si rileva la prevalenza (37,4%) della fascia più grande (oltre 1 milione di m<sup>3</sup>), a cui corrisponde un consumo *pro capite* di 2,8 milioni di m<sup>3</sup>/anno.

Un'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio settoriale e geografico è esposta nella tavola 3.17. La tavola 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 (1.597 m<sup>3</sup>) sono oltre il doppio (2,25 volte) di quelli osservati al Sud e nelle Isole (711 m<sup>3</sup>), mentre quelli

del Centro assumono valori intermedi (1.066 m<sup>3</sup>). La variabilità climatica del territorio italiano 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 15.851 m<sup>3</sup> al Nord, 8.271 al Centro e 1.420 al Sud. Seguono i divari mostrati dalle attività produttive ("altri usi"), con 13.408 m<sup>3</sup> al Nord, 7.349 al Centro e 3.175 al Sud, per effetto della differente presenza sul territorio di imprese di taglia medio-piccola, tipicamente servite dalle reti di distribuzione. Seguono quindi i domestici, i cui consumi *pro capite* sono di 725 m<sup>3</sup> al Nord, 586 al Centro e 520 al Sud. Una differenziazione ancora meno marcata emerge per le attività di servizio pubblico, con consumi unitari di 16.848 m<sup>3</sup> al Nord, 15.348 al Centro e 13.153 al Sud.

**TAV. 3.17** Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2022 (clienti in migliaia e volumi in M(m<sup>3</sup>))

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.795,1	1.225,0	17,0	332,3	6,0	104,9	104,2	1.409,8
Valle d'Aosta	20,3	14,4	0,2	6,6	0,1	3,4	1,2	12,0
Lombardia	4.252,7	3.139,6	40,3	768,9	14,1	224,6	247,0	3.250,0
Trentino-Alto Adige	252,9	177,6	2,4	69,2	0,8	40,4	14,7	362,8
Veneto	1.859,2	1.497,0	17,6	126,1	6,2	100,1	108,0	1.686,3
Friuli-Venezia Giulia	477,9	350,0	4,5	52,2	1,6	52,4	27,8	311,0
Liguria	776,7	324,2	7,4	139,4	2,6	17,8	45,1	214,3
Emilia-Romagna	1.991,3	1.556,0	18,9	222,1	6,6	96,0	115,6	1.650,7
Toscana	1.428,5	971,6	13,5	90,4	4,7	83,1	83,0	838,3
Umbria	312,7	208,1	3,0	13,6	1,0	16,7	18,2	210,2
Marche	598,3	437,4	5,7	20,6	2,0	25,8	34,7	303,3
Lazio	2.043,1	915,2	19,4	251,6	6,8	100,5	118,7	568,9
Abruzzo	571,3	363,4	5,4	16,1	1,9	26,7	33,2	211,6
Molise	112,9	71,9	1,1	4,9	0,4	5,6	6,6	30,1
Campania	1.225,2	558,0	11,6	22,7	4,1	68,7	71,2	297,8
Puglia	1.225,4	716,7	11,6	13,5	4,1	51,5	71,2	206,5
Basilicata	180,3	128,6	1,7	5,2	0,6	16,3	10,5	31,9
Calabria	366,5	197,0	3,5	2,5	1,2	11,5	21,3	59,6
Sicilia	930,2	441,5	8,8	8,7	3,1	23,7	54,0	129,0
Sardegna	5,2	1,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3	0,3
ITALIA	20.425,7	13.294,6	193,6	2.166,9	67,9	1.069,8	1.186,2	11.784,5

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 numerosità<sup>16</sup> tra le principali tipologie al 31 dicembre 2022, evidenziando anche il loro grado di accessibilità fisica<sup>17</sup>. Per quanto riguarda i gruppi di misura tradizionali, che necessitano di essere visitati per raccogliere il dato di misura dei consumi, la quota direttamente accessibile da parte del 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 2022 il loro numero è aumentato del 3,6%, grazie all'installazione di circa 0,7 milioni di apparecchi, quasi tutti (98%) di piccola taglia, ovvero fino alla classe G4. Alla fine del 2022 risulta dotato di misuratore elettronico del gas quasi l'80% dei clienti; primeggiano come sempre i condomini, con l'88%, mentre risultano lievemente attardati (76%) i clienti con altri usi (Fig. 3.10). Per questi ultimi, ma anche per gli stessi condomini, si riscontra una sostanziale stasi rispetto alle percentuali rilevate per l'anno precedente (Fig. 3.11).

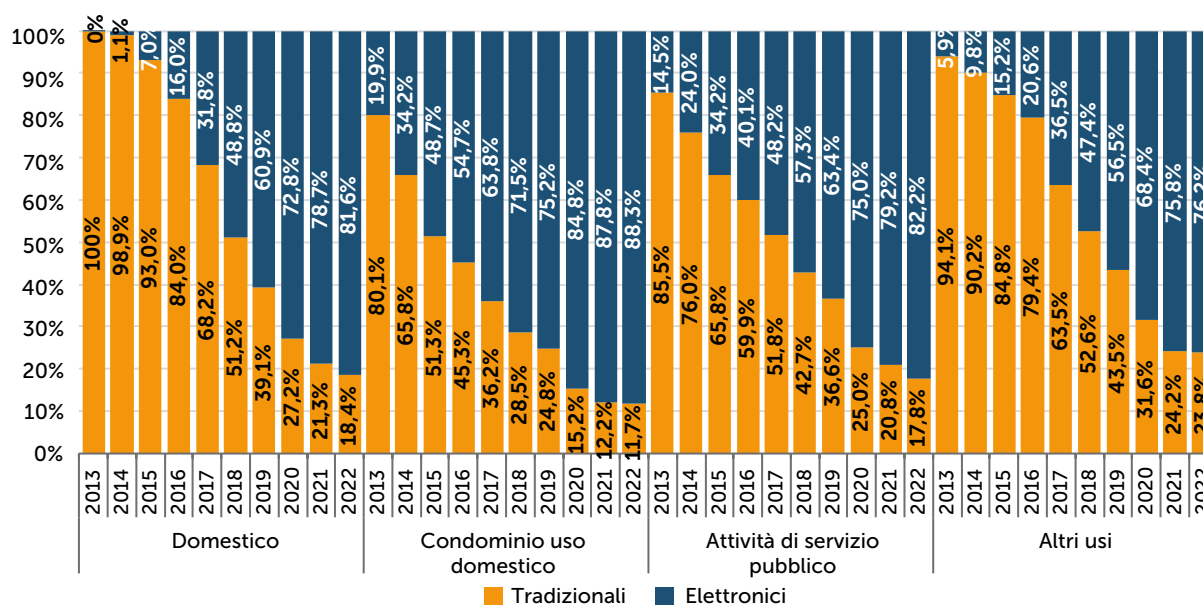
**TAV. 3.18** Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2022 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia e prelievi in  $M(m^3)$ )

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI	TOTALE GRUPPI DI MISURA	VOLUMI
<b>ELETTRONICI</b>					
<b>Fino a G6</b>	7.828,4	3.201,9	7.814,1	18.844,4	11.567
<b>G6</b>	139,0	53,3	83,5	275,8	627
<b>Da G6 a G25</b>	135,6	53,7	62,6	251,9	1.509
<b>G25</b>	44,5	27,7	27,7	99,9	1.211
<b>G40</b>	21,8	15,0	16,0	52,7	1.074
<b>Oltre G40</b>	25,5	16,4	23,4	65,3	9.285
<b>Totale elettronici</b>	<b>8.194,8</b>	<b>3.368,0</b>	<b>8.027,2</b>	<b>19.589,9</b>	<b>25.274</b>
<b>TRADIZIONALI</b>					
<b>Fino a G6</b>	1.793,4	501,2	2.007,8	4.302,4	2.234
<b>G6</b>	76,7	20,4	84,7	181,9	237
<b>Da G6 a G25</b>	7,0	3,9	6,0	16,9	63
<b>G25</b>	1,7	1,1	1,8	4,6	38
<b>G40</b>	1,4	0,7	1,1	3,2	50
<b>Oltre G40</b>	1,5	0,8	2,0	4,4	420
<b>Totale tradizionali</b>	<b>1.881,8</b>	<b>528,2</b>	<b>2.103,3</b>	<b>4.513,3</b>	<b>3.042</b>
<b>TOTALE GRUPPI DI MISURA</b>	<b>10.076,5</b>	<b>3.896,2</b>	<b>10.130,5</b>	<b>24.103,2</b>	<b>28.316</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

<sup>16</sup> Numero totale, comprensivo dei gruppi di misura non attivi.

<sup>17</sup> 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 riporta la ripartizione percentuale dei clienti, distinti per classe di consumo annuo, in base alla frequenza della rilevazione dei loro consumi. La numerosità dei tentativi di raccolta dei dati di misura dipende dall'entità del consumo annuo del cliente: la lettura più frequente, giornaliera o mensile, è riservata ai clienti con i consumi più elevati, mentre i consumatori più piccoli sono oggetto di rilevazioni a intervalli plurimensili o annuali.

**TAV. 3.19** Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2022

CLASSI DI CONSUMO ANNUO (m <sup>3</sup> )	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%
<b>TOTALE</b>	<b>39,5%</b>	<b>15,7%</b>	<b>37,9%</b>	<b>3,5%</b>	<b>0,6%</b>	<b>2,9%</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I clienti con consumi molto contenuti (fino a 500 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/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 l'1,9% (3,5% dei consumi); la rilevazione semestrale (2 volte all'anno) riguarda il 10,3% dei clienti (15,7% 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 2022 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente.

**TAV. 3.20** *Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2022 (volumi in M(m<sup>3</sup>))*

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Italgas	7.996	28,2%	1°
2I Rete Gas	5.662	20,0%	2°
Hera	2.349	8,3%	4°
A2A	2.252	8,0%	3°
Ascopiave	1.561	5,5%	5°
Iren	1.195	4,2%	6°
Estra	777	2,7%	7°
Agsm Aim	517	1,8%	8°
Acinque	475	1,7%	9°
Eg Holding	379	1,3%	10°
Dolomiti Energia	297	1,0%	11°
Gruppo Enercom	267	0,9%	12°
Aimag	231	0,8%	13°
Gas Rimini	211	0,7%	14°
Gas Plus	206	0,7%	16°
Sime Crema	204	0,7%	15°
Selfin	179	0,6%	18°
Gruppo Amga Legnano	166	0,6%	17°
Lucca Holding	156	0,5%	20°
Brimasco	113	0,4%	19°
Altri	3.121	11,0%	-
<b>TOTALE</b>	<b>28.316</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I soggetti sono gli stessi dell'anno precedente, vi è solo qualche lieve cambio di posizione. Il gruppo Italgas occupa, come di consueto, il primo posto, con una quota del 28,2%, in aumento di 0,6 punti rispetto al 2021. 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%, anch'essa in aumento di 0,6 punti. Nel corso del tem-

po 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. Nonostante una lieve riduzione della sua quota (0,2 punti), Hera sale al terzo posto a scapito di A2A, per effetto della cessione di alcuni impianti da parte di quest'ultima, la cui quota di mercato è quindi scesa sensibilmente (dall'8,7% all'8%). Confermano il posizionamento dell'anno precedente i dieci gruppi che seguono, con il primo di essi (Ascopiave) che presenta un incremento della sua quota (0,4 punti), in seguito all'acquisizione della maggior parte degli impianti ceduti da A2A. Anche gli ultimi 6 operatori sono gli stessi dell'anno precedente, con variazioni individuali di una posizione in più o in meno e quote sostanzialmente invariate e ampiamente inferiori all'1%.

Nel 2022 i primi venti gruppi hanno distribuito l'89% del totale dei volumi erogati, quota identica all'anno precedente. Emergono tuttavia lievissimi aumenti nella misura del grado di concentrazione, che si registrano nell'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, salita dal 55,3% al 56,5%), nell'indice C5 (quota dei primi cinque gruppi, passata dal 68,9% al 70%) e, in misura ancora più flebile, nell'indice HHI, che è salito da 1.339 a 1.341 (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 2022 sono state realizzate 83 connessioni con le reti di trasporto, di cui 72 alle condotte in alta pressione e 11 a quelle in media pressione (Tav. 3.21). È invariato il numero di connessioni in alta pressione ed è diminuito quello relativo alle condotte in media pressione, ma soprattutto è aumentato notevolmente il tempo medio per la realizzazione di entrambi i tipi di collegamento: incremento di 52 giorni lavorativi (+62%) per le reti in alta pressione e di 46 giorni lavorativi (+142%) per quelle in media pressione. Poco meno della metà delle 83 connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 28 sulle 72 in alta pressione e 9 sulle 11 realizzate in media pressione).

**TAV. 3.21** Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

PRESSIONE	2021		2022	
	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>
<b>Alta pressione</b>	72	83,6	72	135,5
<b>Media pressione</b>	20	32,4	11	78,3
<b>TOTALE</b>	92	72,5	83	127,9

(A) Giorni lavorativi. Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel caso delle reti di distribuzione locale (Tav. 3.22) si è verificata una diminuzione nel numero di connessioni realizzate: 72.396 nel 2022 rispetto alle 104.960 del 2021. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (94,6%) e la restante condotte in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione, come già negli ultimi anni. Si registra una riduzione dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle reti in media pressione (da 8 a 7,7 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 26,1 a 23,3 giorni lavorativi).

In media, nel corso dell'anno ciascun distributore ha effettuato 359 connessioni alle reti in bassa pressione. Se si escludono dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (21 soggetti), la media sale a 410 connessioni per distributore.

**TAV. 3.22** *Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento (numero e tempo medio in giorni lavorativi)*

PRESSIONE	2021		2022	
	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>
<b>Alta pressione</b>	0	-	0	-
<b>Media pressione</b>	7.627	8,0	3.906	7,7
<b>Bassa pressione</b>	97.333	26,1	68.490	23,3
<b>TOTALE</b>	104.960	9,3	72.396	8,6

(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 2022 (anche per un periodo limitato dell'anno) è risultato pari a 850. Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori energetici 701 imprese (81%), 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 701 società che hanno partecipato all'indagine, 60 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 641 attive, 129 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 385 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 127, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti (Tav. 3.23).

**TAV. 3.23** Numero di operatori e vendite nel 2022 (in M(m<sup>3</sup>))

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	129	-	123.865	109.889	123.865
Venditore puro	385	13.878	-	-	13.878
Operatore misto	127	37.041	92.399	55.298	129.440
Inattivo	60	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>701</b>	<b>50.920</b>	<b>216.264</b>	<b>165.187</b>	<b>267.184</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) nel 2021 è stato pari a 267,2 G(m<sup>3</sup>). Poiché nel 2021 lo stesso valore era risultato pari a 343,2 G(m<sup>3</sup>), il mercato della vendita di gas ha registrato una nuova diminuzione, pari al 22%.

Il 46,4% di tale gas, cioè 123,9 G(m<sup>3</sup>), è stato intermediato dai grossisti, il 5,2%, cioè 13,9 G(m<sup>3</sup>), dai venditori puri e il 48,4%, cioè 129,3 G(m<sup>3</sup>), dagli operatori misti. Rispetto alle quantità intermedie nel 2021, gli operatori puri (sia grossisti che venditori) hanno perso terreno a vantaggio degli operatori misti, la cui posizione relativa nel mercato totale è cresciuta (nel 2021 la loro quota era risultata pari al 46,4% del totale).

Nel 2022 il solo mercato all'ingrosso ha movimentato 216,3 G(m<sup>3</sup>) di gas, che sono stati forniti per il 57,8% da grossisti puri e per il restante 42,2% da operatori misti. I quantitativi venduti nel mercato al dettaglio, 50,9 G(m<sup>3</sup>), sono stati collocati per il 32,7% dai venditori puri e per il 67,3% 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 2022 il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso, 256 soggetti, è cresciuto di 83 unità<sup>18</sup>, mentre il volume di gas che hanno venduto nel mercato all'ingrosso si è ridotto di quasi 70 G(m<sup>3</sup>) (-24,3%), con il risultato che il volume medio unitario di vendita si è quasi dimezzato, passando da 1.488 a 845 M(m<sup>3</sup>). Si tratta della seconda diminuzione dal 2012, che segue quella già rilevante registrata nel 2021.

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 2022 la classe dei grandi conta un soggetto in meno rispetto al 2021, quelle dei soggetti di media e piccola dimensione sono cresciute entrambe di due unità, mentre i nuovi ingressi si sono concentrati nella classe dei piccolissimi che è aumentata di 61 unità.

Con l'eccezione di Alpiq, che ha realizzato un quantitativo di vendite tale da riportarla nella classe dei medi, 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.

<sup>18</sup> Ciò anche grazie a numerosi controlli svolti che hanno permesso di identificare operatori che non erano in regola con l'iscrizione nell'Anagrafica operatori dell'Autorità. Inoltre, 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.



Come appena detto, la classe dei medi conta nel 2022 due soggetti in più del 2021; ciò per effetto dell'uscita di quattro soggetti e dell'ingresso di sei imprese. Oltre ad Alpiq, proveniente dalla classe superiore, nella classe dei medi sono entrate ČEZ, ExxonMobil Gas Marketing Europe, Trafigura Trading Europe, TotalEnergies Gas & Power Geneva Branch ed Hera Comm; all'opposto, sono uscite Cura Gas & Power (che ha cessato l'attività, come si vedrà tra breve), E.On Energia, Gazprom Italia e HB Trading. La maggior parte delle imprese protagoniste dei movimenti tra le classi sono società di diritto straniero che operano come grossisti puri. In effetti, il 51% degli 86 grossisti puri che hanno risposto all'Indagine sul 2022 sono società di diritto non italiano.

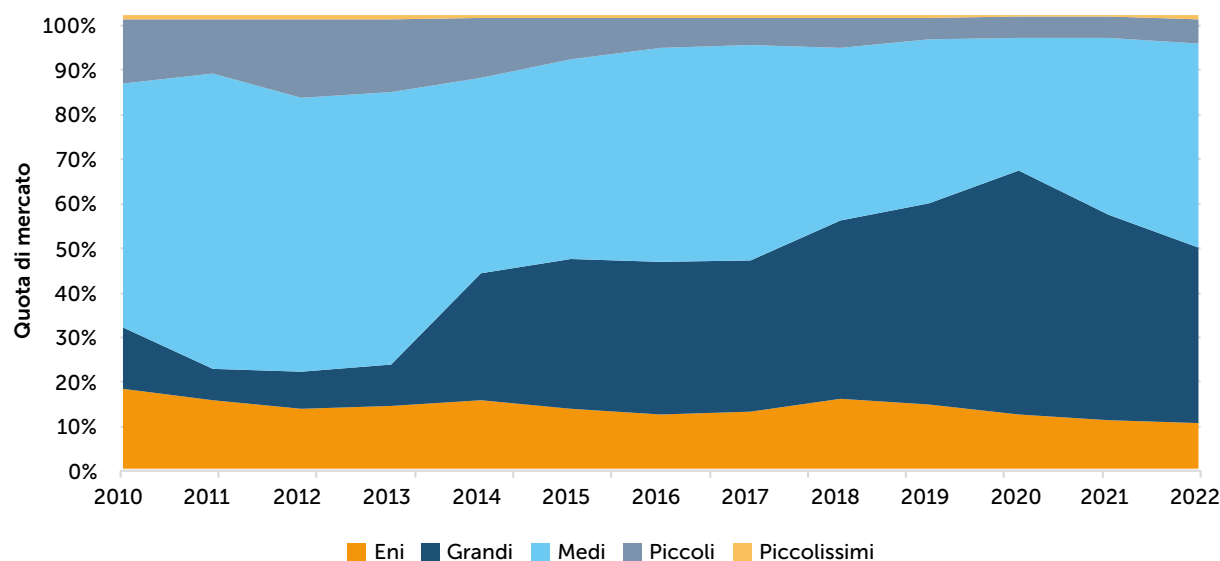
Il 10% (in lieve diminuzione rispetto al 10,7% dell'anno precedente) del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 38,6% dai grandi venditori (45,3% nel 2021), il 44,9% dai venditori medi (38,9% nel 2021). Le rimanenti 213 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 6,5% del mercato all'ingrosso (nel 2021 erano 150 e avevano rifornito il 5,1% del gas complessivamente venduto nel mercato all'ingrosso).

**TAV. 3.24** *Evoluzione del mercato all'ingrosso*

OPERATORI <sup>(A)</sup> PER CLASSE DI VENDITA	2018	2019	2020	2021	2022
<b>NUMERO</b>	<b>184</b>	<b>197</b>	<b>200</b>	<b>192</b>	<b>256</b>
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	5	6	9	7	6
Medi	38	38	34	34	36
Piccoli	59	55	54	51	53
Piccolissimi	81	97	102	99	160
<b>VOLUME VENDUTO G(m<sup>3</sup>)</b>	<b>216,2</b>	<b>256,0</b>	<b>314,5</b>	<b>285,7</b>	<b>216,3</b>
Eni	32,9	35,6	37,2	30,6	21,6
Grandi	85,4	113,7	169,7	129,3	83,5
Medi	82,4	92,8	92,1	111,2	97,2
Piccoli	14,4	12,5	14,1	13,3	12,1
Piccolissimi	1,1	1,4	1,4	1,3	1,9
<b>VOLUME MEDIO UNITARIO M(m<sup>3</sup>)</b>	<b>1.175</b>	<b>1.300</b>	<b>1.572</b>	<b>1.488</b>	<b>845</b>
Eni	32.931	35.592	37.182	30.598	21.636
Grandi	17.075	18.947	18.858	18.475	13.912
Medi	2.169	2.443	2.708	3.271	2.700
Piccoli	245	228	262	261	228
Piccolissimi	13	15	14	13	12

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

**FIG. 3.12** Quote del mercato all'ingrosso per classe di venditore

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). Nel 2021 la porzione di mercato servita dai venditori di grande dimensione, pur rimanendo la più elevata (quasi metà del mercato all'ingrosso), è diminuita a vantaggio degli operatori di media dimensione, che nel 2022 hanno guadagnato un'ulteriore quota di mercato grazie al fatto che, pur avendo intermediato circa 14 G(m<sup>3</sup>) in meno dell'anno precedente, il calo delle loro vendite è stato pari alla metà di quello della media di tutti gli operatori (-12,6% contro -24,3%). Di fatto, nel 2022 il 45% del mercato all'ingrosso è stato rifornito da questi operatori.

Le variazioni societarie avvenute nel 2022 che sono state comunicate nell'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso sono riassunte nei punti seguenti:

- 58 imprese hanno avviato l'attività in corso d'anno;
- 9 imprese hanno cessato l'attività (Spigas, Marketz, Sardegna Energia, Cura Gas & Power, Zwilling Strom, Arvedi Tubi Acciaio, Steca Energia, C.U.Ra Consorzio Utilities Ravenna, Ego Energy);
- 5 imprese si sono estinte (All Energy Trading & Shipping, Lirenas Trading, Ambro Luce e Gas, Ovo Energy (Italy), JAS Budapest);
- nel mese di gennaio Agsm Energia ha incorporato AIM Energy, impresa che già faceva parte del gruppo Agsm Aim, e Illumia ha incorporato Illumia Trend; in ottobre, nell'ambito del gruppo Hera, Estenergy ha incorporato Ascotrade, Ascopiave Energie e Blue Meta ed Hera Comm ha incorporato Amgas Blu;
- quattro imprese hanno cambiato gruppo societario: Fintel Gas e Luce è entrata a far parte del gruppo Alperia da gennaio, quando la capogruppo ha acquisito il 90% del suo capitale sociale; in aprile Alegas è entrata nel gruppo Iren in quanto Iren Mercato ne ha acquisito l'80% del capitale sociale, prima tutto in capo ad Amag; sempre in aprile ASPM Energia è entrata nel gruppo Axpo, dopo che Axpo Italia l'ha acquisita interamente (prima dell'acquisizione i soci erano ASPM Soresina Servizi con il 70%, Axpo Italia con il 20% e L2 Holding & Management con il 10%); da ottobre Selgas fa parte del gruppo Moser Energie perché da quella data la capogruppo ha acquistato poco più dell'81% del suo capitale da TIGAS-Erdgas Tirol GmbH;

- due imprese hanno cambiato natura giuridica;
- dieci imprese hanno cambiato ragione sociale; tra le principali: Agsm Energia ha assunto la denominazione sociale di Agsm Aim Energia dopo l'incorporazione di AIM Energy; Eni Gas e Luce Gas Società Benefit ha assunto la denominazione sociale Eni Plenitude Società Benefit da marzo; Iberdrola Clientes España è diventata Iberdrola Energia España; Gazprom Marketing and Trading Limited ha assunto la denominazione sociale di Sefe Marketing & Trading Limited; con un'operazione di *rebranding* Acel Energie ha cambiato la ragione sociale in Acinque Energia, insieme alle altre quattro imprese del gruppo Acsm Agam che ha cambiato nome in Acinque Energia.

Come di consueto, importazioni e acquisti al PSV sono risultate le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono (Tav. 3.25): su 100 m<sup>3</sup> acquistati, in media 85,2 m<sup>3</sup> (86,8 nel 2021) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (60,7 m<sup>3</sup>) sulle importazioni (24,4 m<sup>3</sup>). I restanti 14,8 m<sup>3</sup> provengono per lo più dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (8,5 m<sup>3</sup>) e solo 1,2 m<sup>3</sup> dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), dove in media vengono procacciati 4,9 m<sup>3</sup> su 100 (questo valore è tuttavia in aumento rispetto a quello del 2021, quando era pari a 3,4 m<sup>3</sup>). L'incidenza delle varie fonti, naturalmente, si modifica a seconda della dimensione degli operatori.

Gli approvvigionamenti all'estero e gli acquisti al PSV costituiscono le principali fonti per Eni, società per la quale, comunque, la produzione nazionale rimane una fonte di un certo rilievo. La fonte estera riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori che oltre confine acquistano il 21% del gas che poi rivendono, mentre ha perso importanza per i piccoli che risultano procurarsi attraverso le importazioni il 2,3% del gas che rivendono. 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 (36,4%), per i quali hanno quasi la stessa importanza degli acquisti al PSV, e un peso importante anche per i piccoli (26,5%). Il ricorso ai mercati organizzati resta minoritario per i grossisti di qualunque dimensione: la quota maggiore, infatti, è quella dei piccoli che li acquistano l'8,9% del gas che rivendono.

**TAV. 3.25** *Approvvigionamento dei grossisti nel 2022*

FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO <sup>(A)</sup>					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	6,0%	0,0%	0,0%	5,2%	6,7%	1,2%
Importazioni	84,6%	21,0%	14,8%	2,3%	0,0%	24,4%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	0,6%	0,5%	13,4%	26,5%	36,4%	8,5%
Acquisti in stoccaggio	0,2%	0,1%	0,3%	0,7%	0,6%	0,3%
Acquisti al PSV	6,7%	73,3%	66,3%	56,4%	51,2%	60,7%
Acquisti in Borsa	1,9%	5,0%	5,1%	8,9%	5,0%	4,9%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

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 76%) vengono utilizzati per la rivendita ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (83,8%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi (75,5%) e per Eni (69,7%). La parte destinata al mercato finale conta mediamente per il 13,9%. Tale quota si è lentamente assottigliata nel corso degli ultimi anni, ma dal 2021 la riduzione si è fermata. Nell'ambito delle classi di operatori sono ovviamente i piccolissimi quelli che dirigono la quota maggiore del gas che intermediano verso i clienti finali (40,8%), ma essa è rilevante anche per i piccoli (33,6%) e significativa per i medi (16,5%).

**TAV. 3.26** Impieghi di gas dei grossisti nel 2022

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO <sup>(A)</sup>					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
<b>Ad altri rivenditori sul territorio nazionale</b>	<b>69,7%</b>	<b>83,8%</b>	<b>75,5%</b>	<b>53,9%</b>	<b>44,2%</b>	<b>75,7%</b>
- di cui vendite in stoccaggio	3,9%	0,0%	0,4%	0,2%	3,5%	0,5%
- di cui vendite al PSV	65,9%	82,5%	86,9%	65,0%	47,3%	61,8%
<b>A clienti finali</b>	<b>11,5%</b>	<b>6,0%</b>	<b>16,5%</b>	<b>33,6%</b>	<b>40,8%</b>	<b>13,9%</b>
- di cui collegati societariamente	16,7%	48,0%	27,1%	4,7%	4,9%	24,5%
<b>Autoconsumi</b>	<b>16,8%</b>	<b>4,8%</b>	<b>2,8%</b>	<b>3,8%</b>	<b>10,0%</b>	<b>5,3%</b>
<b>Borsa</b>	<b>2,1%</b>	<b>5,4%</b>	<b>5,2%</b>	<b>8,7%</b>	<b>5,0%</b>	<b>5,1%</b>
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Gli operatori grandi e medi, che, come appena detto, usano per lo più il gas per la rivendita ad altri operatori (specialmente al PSV), concentrano invece le vendite finali a clienti collegati societariamente. Mediamente, il 5,3% del gas viene riservato agli autoconsumi, ma anche per questo impiego si osserva una discreta variabilità tra le classi di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo da Eni e dai piccolissimi, mentre gli autoconsumi contano poco tra gli altri. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi abbastanza limitato, pari in media al 5,1%, con una punta dell'8,7% nel caso dei piccoli (stessa quota nel 2021).

In base ai dati ricevuti dalle 256 imprese attive nel mercato all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine annuale, sono 19 le società che nel 2022 hanno venduto almeno 3 G(m<sup>3</sup>) (erano 21 nel 2021); 37, invece, sono le imprese che hanno venduto almeno 1 G(m<sup>3</sup>), mentre erano 35 nel 2021. La quota del mercato all'ingrosso delle società che hanno venduto oltre 3 G(m<sup>3</sup>) nel mercato all'ingrosso nel 2022 è pari all'80,5%, mentre nel 2021 era all'84,9%.

La tavola 3.27 mostra sia il dettaglio dell'attività delle società il cui venduto ha raggiunto almeno 3.000 M(m<sup>3</sup>) nel mercato all'ingrosso, sia il prezzo mediamente praticato da tutti i grossisti ad altri rivenditori e ai clienti finali. Nel dettaglio, il prezzo medio praticato ad altri rivenditori è risultato pari a 98,78 €cent/m<sup>3</sup>, mentre quello praticato ai clienti finali è risultato pari a 114,75 €cent/m<sup>3</sup>. Nel 2021 gli stessi prezzi erano mediamente pari a 32,78 €cent/m<sup>3</sup> nel caso degli altri rivenditori e 74,68 €cent/m<sup>3</sup> nel caso dei clienti finali. Entrambi, quindi, hanno registrato un elevato rincaro, più consistente nel prezzo all'ingrosso (200% circa), ma estremamente elevato anche nel mercato al dettaglio (54% circa). Queste variazioni sono in linea con l'andamento dei prezzi internazionali della

*commodity* che a partire dalla fine dell'estate 2021 hanno registrato estremi rincari; anche il prezzo al PSV nella media del 2022 è aumentato del 165%, quando già nel 2021 era cresciuto del 350%.

**TAV. 3.27** Vendite dei principali grossisti nel 2022 (in M(m<sup>3</sup>))

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	21.636	3.462	25.098	10,0%
Engie Global Markets	19.886	0	19.886	9,2%
Shell Energy Europe Ltd	13.256	0	13.256	6,1%
Edison	13.152	2.264	15.416	6,1%
Enel Global Trading	13.142	2.700	15.842	6,1%
Eni Global Energy Markets	12.405	0	12.405	5,7%
Engie Italia	11.633	666	12.299	5,4%
Azerbaijan Gas Supply Company Ltd	7.791	0	7.791	3,6%
A2A	7.725	278	8.003	3,6%
Gunvor International B.V.	6.640	0	6.640	3,1%
Hera Trading	6.607	67	6.674	3,1%
Edf Trading Ltd	5.302	0	5.302	2,5%
Vitol Sa	5.225	0	5.225	2,4%
Axpo Italia	4.632	1.765	6.398	2,1%
Bp Gas Marketing	4.054	0	4.054	1,9%
Sefe Marketing & Trading Ltd	3.967	0	3.967	1,8%
Dxt Commodities Sa	3.964	0	3.964	1,8%
Engie Sa	3.847	0	3.847	1,8%
Rwe Supply & Trading Gmbh	3.593	0	3.593	1,7%
Altri	47.809	25.838	73.647	22,1%
<b>TOTALE</b>	<b>216.264</b>	<b>37.041</b>	<b>253.305</b>	<b>100%</b>
<b>Prezzo medio (c€/m<sup>3</sup>)</b>	<b>98,78</b>	<b>114,75</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

## 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 nella 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 le transazioni e alla possibilità per i *trader*, dal novembre 2006, di effettuare transazioni senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

Più in dettaglio, il PSV consente di notificare a Snam Rete Gas, gestore del sistema di trasporto, le cessioni di gas tra gli utenti, in modo che siano contabilizzate nei loro bilanci giornalieri. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali (detti *over the counter* – OTC), sia quelle realizzate 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 terze<sup>19</sup>, 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 condizioni<sup>20</sup>.

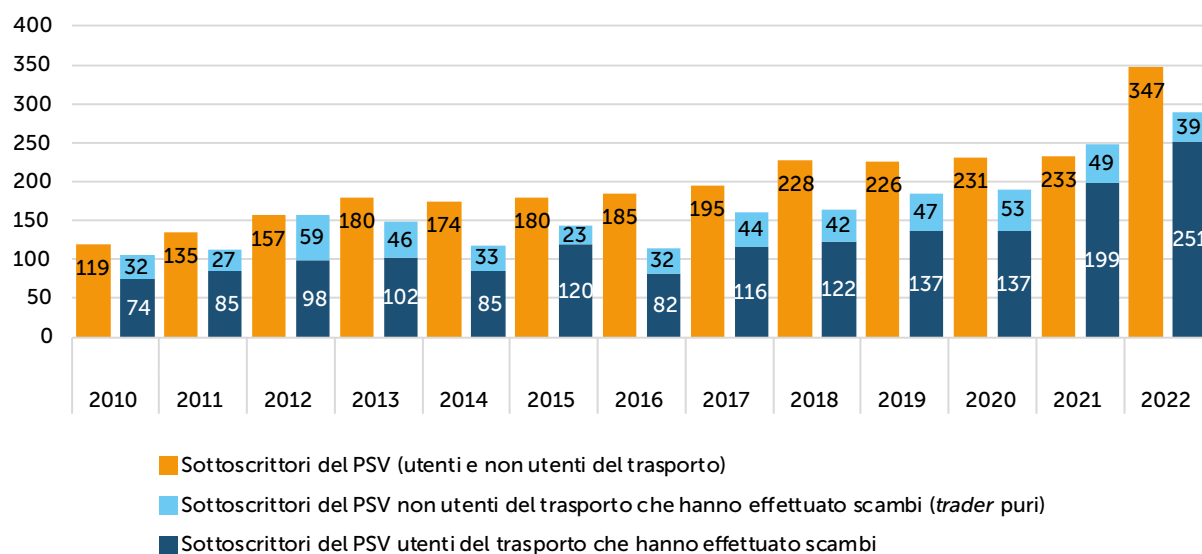
Nel 2022, 251 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV (Fig. 3.13). Soltanto 39 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è fortemente cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 347 unità contro le 233 del 2021 (+49%). Anche il numero dei sottoscrittori che hanno effettuato scambi è aumentato in misura significativa (+26%), essendo passato da 199 soggetti a 251. All'opposto, il numero dei *trader* puri è sceso da 49 soggetti registrati nel 2021 a 39 soggetti nel 2022 (-20%).

La figura 3.13 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV dal 2004. 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*.

<sup>19</sup> 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.

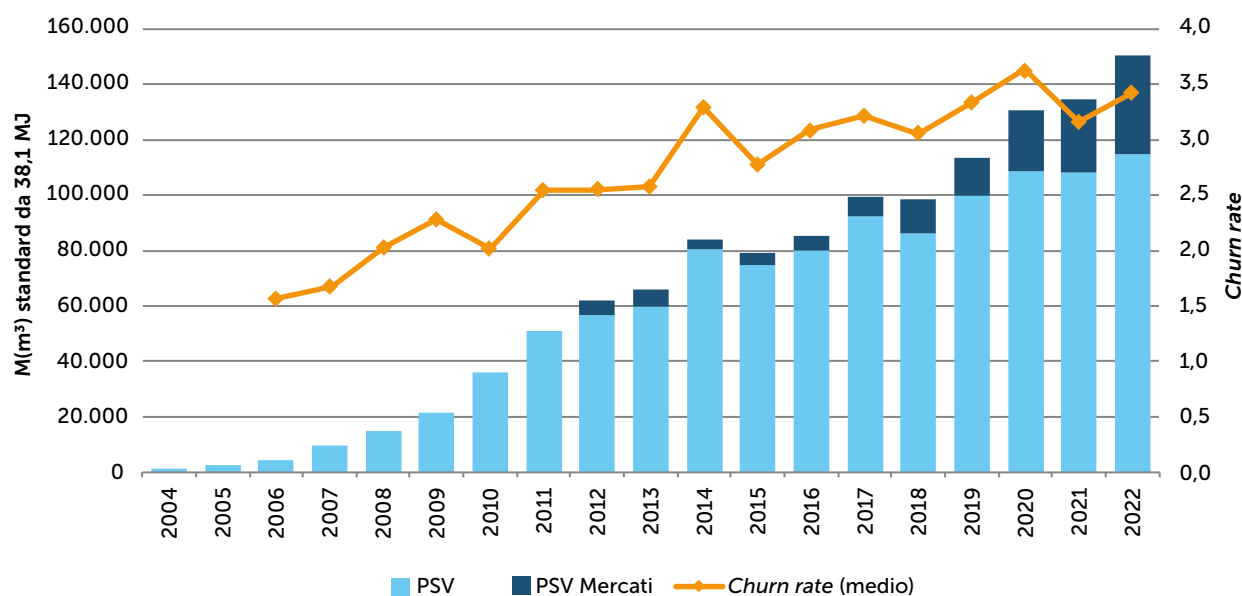
<sup>20</sup> Approvate dall'Autorità con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

FIG. 3.13 Sottoscrittori del PSV dal 2010



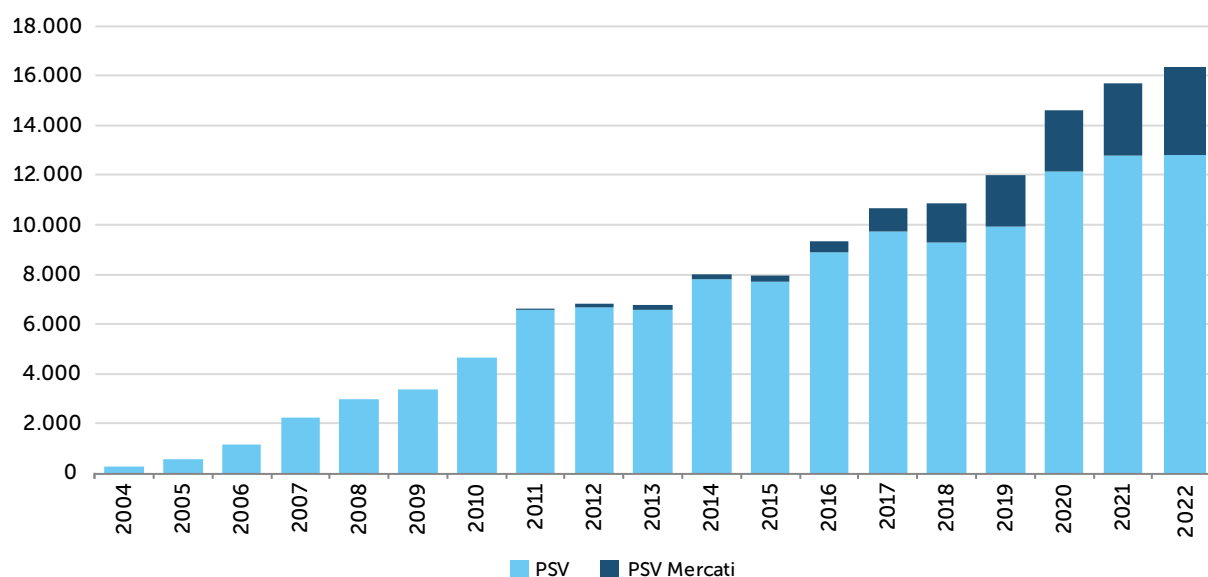
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

FIG. 3.14 Volumi delle transazioni al PSV e churn rate



Fonte: ARERA, elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

Nel 2022 i volumi OTC scambiati presso il PSV sono cresciuti del 3,6%, da 107 a poco meno di 111 G(m<sup>3</sup>). I volumi con consegna forzata al PSV sono triplicati (da 1,2 a 4,1 G(m<sup>3</sup>)). Pertanto, il complesso delle riconsegne al PSV è aumentato del 6,4% rispetto al 2021, essendo passato da 108,2 a 115 G(m<sup>3</sup>) (Fig. 3.15). I volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno, invece, registrato come sempre un incremento di gran lunga più elevato, pari al 35%. I volumi scambiati in borsa hanno infatti raggiunto i 35,4 G(m<sup>3</sup>), dai 26,3 dell'anno precedente, grazie a un elevato aumento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati (+35%) a cui si è accompagnata una marcata crescita anche dell'energia scambiata come *clearing house* (+31%). In aumento del 5% anche il numero medio di transazioni giornaliere (Fig. 3.15).

**FIG. 3.15** Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV

Fonte: ARERA, elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

Il *churn rate* è un 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. Dopo il ripiegamento del 2021, nel 2022 è tornato al valore di 3,4 grazie all'incremento osservato nel numero delle transazioni medie giornaliere (+30% per il PSV Mercati) così come nella quantità di volumi scambiati (+12% nel complesso).

## 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)<sup>21</sup>. 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, riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita del gas.

A seguito dell'approvazione del regolamento europeo del bilanciamento, a partire dal 1° ottobre 2016 è stato introdotto un sistema di bilanciamento che mette in competizione, nel corso del giorno, tutte le risorse flessibili disponibili quali lo stoccaggio, l'importazione o la rigassificazione del GNL. In tale sistema, gli utenti e Snam Rete Gas accedono ai medesimi mercati di prodotti *spot*, MGP-GAS e MI-GAS, per approvvigionarsi delle risorse necessarie a bilanciare, rispettivamente, la posizione individuale e quella aggregata di sistema. Tale riforma ha introdotto, inoltre, prezzi di sbilanciamento che responsabilizzano i singoli utenti a bilanciare le proprie posizioni, in modo che anche la rete, nel suo complesso, risulti bilanciata. In questo contesto, l'operatore di sistema Snam Rete Gas fornisce agli utenti le informazioni in tempo reale sullo stato della rete affinché siano gli utenti a bilanciare in modo efficiente il sistema, limitando, viceversa, le sue azioni di acquisto e vendita sul mercato a quanto strettamente necessario a fornire "segnali di prezzo". Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, il 1° ottobre 2016 sono stati attivati i seguenti mercati di prodotti *spot* utili ai 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)<sup>22</sup>. Dal 2015 gli operatori possono inoltre estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da

---

<sup>21</sup> In attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

<sup>22</sup> In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 13 marzo 2017.

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 *future* 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 € per ciascuna sessione utile e un corrispettivo pari a euro 0,01 €/MWh per ciascun MWh negoziato sull'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-GAS<sup>23</sup>, che è negoziabile dal 1° gennaio 2020.

Dal 1° gennaio 2020 è stato, infine, attivato un nuovo comparto dell'M-GAS funzionale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento (RdB) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema<sup>24</sup>. Questo comparto, denominato AGS, è articolato in due aste per prodotti con consegna in ciascun giorno-gas, da tenersi nel giorno-gas G-1, a valle di una prima valutazione dei quantitativi da approvvigionare e nel giorno G, senza sospensione del mercato a contrattazione continua durante lo svolgimento dell'asta. La partecipazione alle aste è aperta a tutti gli operatori ammessi a operare su M-GAS con offerte di segno opposto a quelle dell'RdB.

## Scambi e prezzi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME nel corso del 2022 sono stati negoziati volumi complessivi per 177,2 TWh (Tav. 3.28), in aumento rispetto al 2021 (+35%).

È aumentata significativamente la liquidità nel Mercato del giorno prima (75,6 TWh; +67%) e, in particolare, nella sessione relativa al giorno precedente alla consegna. L'andamento mensile evidenzia, inoltre, livelli più alti nell'ul-

<sup>23</sup> Con proprio decreto del 12 dicembre 2019, dopo che l'Autorità aveva espresso parere favorevole con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019/I/com,

<sup>24</sup> Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

timo mese dell'anno. Al terzo anno di operatività, il comparto AGS di MGP ha registrato scambi per un totale di 51,1 TWh (+51% rispetto al 2021).

**TAV. 3.28** Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (in GWh)

MERCATI	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>P-GAS</b>												
<i>Import</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Royalties</i>	2.870	2.708	1.801	-	-	-	1.057	2.471	1.290	-	1.351	2.204
DLgs n. 130/2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>M-GAS</b>												
MI-GAS	13	36	4	102	1.009	7.090	23.826	27.862	41.053	46.701	44.086	40.528
MGP-GAS	149	136	13	-	-	335	3.280	13.006	24.564	30.079	45.401	75.643
MT-GAS	-	-	-	-	-	-	171	602	3.225	655	33	-
MGS	-	-	-	-	-	3.269	16.633	13.502	13.365	6.450	5.084	5.134
MPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-AGS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.716	33.790	51.107
MI-AGS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.363	1.608	2.559
<b>PB-GAS</b>												
PB-GAS (G+1)	1.712	34.925	40.833	38.584	40.863	30.568	-	-	-	-	-	-
PB-GAS (G-1)	-	-	48	2.940	7.326	6.218	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>4.743</b>	<b>37.805</b>	<b>42.699</b>	<b>41.627</b>	<b>49.199</b>	<b>47.480</b>	<b>44.967</b>	<b>57.443</b>	<b>83.497</b>	<b>113.965</b>	<b>131.352</b>	<b>177.215</b>

Fonte: GME.

Si è osservato, invece, un calo dei volumi scambiati nel Mercato infragiornaliero (40,5 TWh, -8%), da ricondurre soprattutto alle minori movimentazioni del Responsabile del bilanciamento (Snam Rete Gas) (10,2 TWh, -22%), mentre sono rimasti sostanzialmente stabili i volumi scambiati da altri operatori (30,3 TWh, -2%), pari al 75% del totale scambiato nel comparto. Al terzo anno di operatività, il comparto AGS di MI ha registrato scambi per un totale di 2,6 TWh (+62%).

Le negoziazioni nel Mercato del gas in stoccaggio (MGS) sono ammontate a 5,1 TWh per la sola impresa Stogit, riconducibili sia a movimentazioni di Snam Rete Gas per tutte le finalità (3,1 TWh) sia a operatori terzi (2,0 TWh).

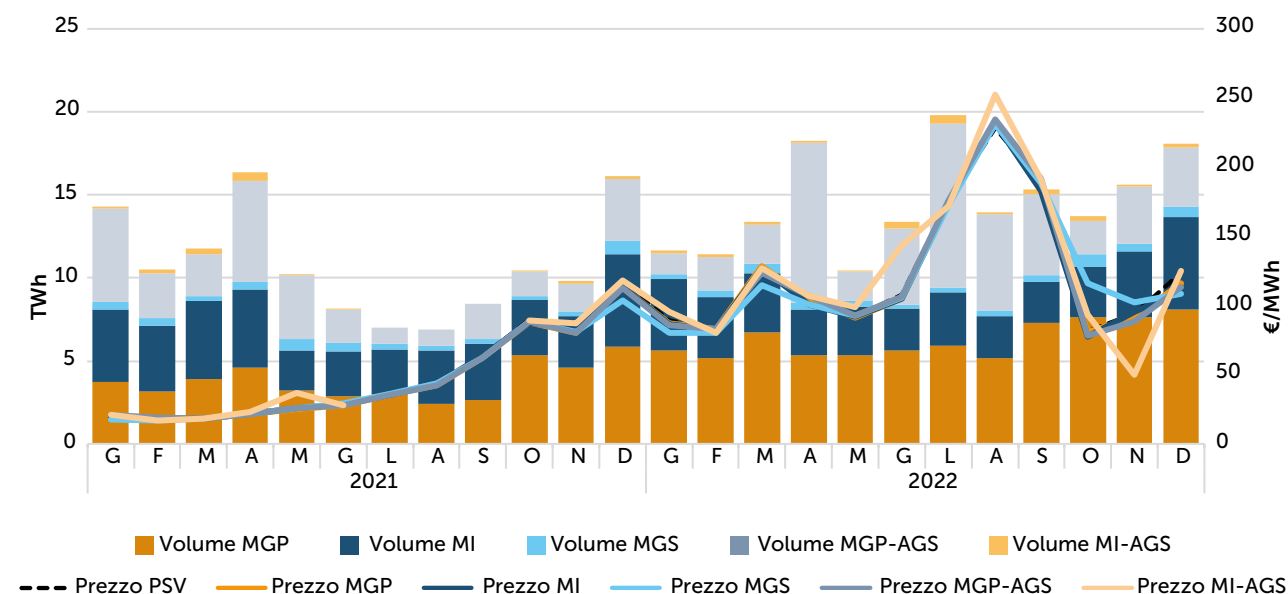
Nel 2022, Snam Rete Gas non ha attivato sessioni nel Mercato dei prodotti *locational*.

Analogamente non sono state registrate transazioni per i prodotti a termine (MT-GAS). Si osserva, invece, una ripresa delle negoziazioni nel comparto *royalties* della P-GAS con 2,2 TWh di volumi consegnati nel 2022 e precedentemente negoziati.

Relativamente ai prezzi registrati sulle diverse piattaforme (Fig. 3.16) si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 124 €/MWh, in linea con la quotazione media annua del PSV (124 €/MWh, +165%). In particolare,

i prezzi medi dei due comparti dell'M-GAS, pari rispettivamente a 123,5 €/MWh per MGP-GAS e a 122,2 €/MWh per MI-GAS, hanno mostrato un andamento infrannuale che riflette quello del PSV.

FIG. 3.16 Volumi e prezzi nei mercati dell'M-GAS



Fonte: GME.

## Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori energetici, illustrati in queste pagine, nel 2022 sono stati venduti nel mercato al dettaglio poco meno di 51 G(m<sup>3</sup>), cui vanno aggiunti 675 M(m<sup>3</sup>) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*<sup>25</sup>. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 51,6 G(m<sup>3</sup>), con una riduzione di 6,1 G(m<sup>3</sup>) rispetto al 2021 (Tav. 3.29).

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero della transizione ecologica, e commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 14 G(m<sup>3</sup>), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 65,7 G(m<sup>3</sup>), cioè a un valore paragonabile ai 67,3 G(m<sup>3</sup>) 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 2022 è quindi diminuito del 13,7% rispetto a quello del 2021.

A parte le forniture di ultima istanza e di *default*, i cui volumi si sono quasi triplicati, nel 2022 i consumi si sono notevolmente ridotti, sia nel mercato, sia negli autoconsumi.

<sup>25</sup> 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<sup>3</sup>) e punti di prelievo in migliaia)

CONSUMI	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
<b>Vendite finali</b>	57.463	50.920	-11,4%	21.709	22.076	1,7%
<b>Forniture di ultima istanza e default</b>	240	675	181,3%	111	170	52,5%
<b>TOTALE MERCATO</b>	57.703	51.595	-10,6%	21.821	22.246	1,9%
<b>Autoconsumi</b>	18.436	14.079	-23,6%	1,2	1,4	23,3%
<b>CONSUMI FINALI</b>	76.139	65.674	-13,7%	21.711	22.078	1,7%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2022 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è salito ancora una volta e in misura consistente. Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 701 imprese sulle 850 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, risultavano svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2022 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 60 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 641 ve ne sono 129 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 512, cioè 23 in più del 2021 (Tav. 3.30).

L'incremento nel numero delle imprese di vendita si è manifestato nell'ultima classe di venditori, quelli di dimensione più piccola, con vendite fino a 10 M(m<sup>3</sup>)<sup>26</sup>, nella quale il numero di operatori è salito di 50 unità. Al contrario, in tutte le altre classi di vendita, si sono registrate delle diminuzioni: nel 2022 si registrano infatti tre venditori in meno nelle prime due classi e 24 in meno in quella dei medi<sup>27</sup>.

L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita mostra variazioni di segno analogo: con l'eccezione della classe dei piccolissimi, per la quale le vendite sono cresciute di 0,1 M(m<sup>3</sup>) (+20%), tutte le altre hanno registrato volumi in diminuzione. I grandi venditori hanno venduto quasi 5 G(m<sup>3</sup>) in meno dell'anno precedente (-11%), i venditori di media e piccola dimensione hanno registrato entrambi una riduzione di 1 G(m<sup>3</sup>), evidenziando quindi variazioni percentuali rispettivamente pari a -10% e a -21%.

Il risultato di questi andamenti ha condotto il volume medio unitario di vendita a un'ulteriore e significativa discesa: da 117 a 99 M(m<sup>3</sup>) (-15%). L'allargamento del numero dei venditori sta erodendo questo valore da molti anni, basti pensare che nel 2010 il venduto medio era pari a 237 M(m<sup>3</sup>).

Come accennato, la classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende, nel 2022, 21 soggetti, uno in meno del 2021: sono uscite E.On Energia, passata alla classe successiva, e Cura Gas & Power, che ha cessato l'attività; è entrata TotalEnergies Gas & Power Ltd – Geneva Branch. Oltre a E.On Energia, proveniente dalla classe dei grandi, nella classe dei medi sono entrate altre sei società e ne sono uscite otto, alcune delle quali (C.U.RA Consorzio Utilities Ravenna, Spigas e altre), come si vedrà tra breve, sono state oggetto di variazioni societarie.

26 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.

27 È opportuno, ancora una volta, ricordare che il numero dei venditori è sempre conteggiato sulle società che rispondono all'Indagine annuale dell'Autorità; pertanto, i dati (e soprattutto la consistenza degli operatori) sono particolarmente influenzati dal livello di partecipazione a tale Indagine.

**TAV. 3.30** Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio

OPERATORI		VENDITE	2018	2019	2020	2021	2022
<b>NUMERO</b>			<b>417</b>	<b>449</b>	<b>472</b>	<b>489</b>	<b>512</b>
Grandi	Superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )		26	26	25	22	21
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )		51	44	44	38	36
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )		145	140	141	151	127
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )		195	239	262	278	328
<b>VOLUME VENDUTO G(m<sup>3</sup>)</b>			<b>56,9</b>	<b>58,0</b>	<b>55,3</b>	<b>57,4</b>	<b>50,9</b>
Grandi	Superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )		40,0	42,7	40,7	42,2	37,6
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )		11,6	10,5	10,2	9,9	8,9
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )		4,8	4,4	4,0	4,7	3,7
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )		0,5	0,5	0,5	0,6	0,7
<b>VOLUME MEDIO UNITARIO M(m<sup>3</sup>)</b>			<b>136</b>	<b>129</b>	<b>117</b>	<b>117</b>	<b>99</b>
Grandi	Superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )		1.540	1.641	1.627	1.920	1.790
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )		228	238	231	261	248
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )		33	31	28	31	29
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )		3	2	2	2	2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

**TAV. 3.31** Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2022 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività di vendita di gas naturale <sup>(A)</sup>	24
Cessione/acquisizione dell'attività di vendita di gas naturale <sup>(A)</sup>	3
Cessazione dell'attività di vendita di gas naturale <sup>(A)</sup>	25
Fusioni/Incorporazioni	10
Cambio gruppo societario	14
Cambio ragione sociale	15
Cambio natura giuridica	6
Estinzioni o avvio di procedure di liquidazione	1

(A) A clienti finali nel mercato libero e/o nel servizio di tutela.

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Anche nel 2022, infatti, sono state comunicate attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose operazioni societarie (Tav. 3.30 e Tav. 3.31). Molte di queste 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:

- avvio: 24 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali nel mercato libero; di queste solo una (E-Like) ha indicato anche la vendita a clienti tutelati e servizi di ultima istanza mentre tre hanno indicato anche l'avvio dell'attività di vendita di energia elettrica (PostePay, Withu e Veneto Energia);

- cessazione: 25 imprese hanno cessato l'attività di vendita gas al mercato finale nel corso dell'anno. Tra loro Spienergy, Cura Gas & Power, Alperg;
- cessione/acquisizione dell'attività di vendita: Unoenergy ha acquisito l'attività da Termoambiente in ottobre e da Steca Energia in dicembre; Bluenergy Group ha acquisito l'attività da 3C Compagnia Commercio Combustibili;
- 10 operazioni di incorporazione (alcune già commentate nel paragrafo relativo alla vendita nel mercato libero di energia elettrica del Capitolo 2), tutte avvenute all'interno dello stesso gruppo societario, indicato tra parentesi. In gennaio Agsm Energia ha incorporato AIM Energy (gruppo Agsm Aim), Blué Gas ha incorporato Enerpetroli (gruppo Fours Stars Petroleum), Salerno Energia Vendite ha incorporato Sidiren (gruppo Iren); in luglio Astea Energia ha incorporato Cast Energie (gruppo Gas Rimini); in agosto Alperia Smart Services ha incorporato Alperia Sum (gruppo Alperia); in settembre Unoenergy ha incorporato Revolgreen (gruppo Unoenergy); in ottobre Estenergy ha incorporato Ascopiave Energie, Ascotrade e Blue Meta (gruppo societario Hera), Hera Comm ha incorporato Amgas Blu (gruppo Hera), Luce e Gas Italia ha incorporato Luce e Gas Italia Servizi (gruppo Unione Fiduciaria); in novembre Bluenergy Group ha incorporato Arca Gas e Liguria Gas Service (gruppo Compagnia Generale Immobiliare);
- cambio di gruppo societario: anche nel 2021, i cambi di gruppo che avvengono a seguito di acquisizioni di quote importanti di capitale sociale sono stati numerosi (14). Molti sono stati già commentati nel paragrafo relativo alla vendita di energia elettrica del Capitolo 2 o in quello relativo al mercato all'ingrosso del gas. Fintel Gas e Luce è passata dal gruppo Fintel Energia Group al gruppo Alperia; Sorrento Power and Gas è entrata nel gruppo Edison; Con Energia è entrata nel gruppo Hera; Alegas è entrata nel gruppo Iren; Estia Energie è entrata nel gruppo Giuno; ASPM Energia è entrata in Axpo Group; NEG è entrata nel gruppo ABC Assevera; Gaxa è entrata nel gruppo Edison; Energia Pulita è uscita dal gruppo Canarmino in quanto da questa data i nuovi soci sono al 50% Axpo Italia e al 50% Canarmino; Ajò Energia è entrata nel gruppo Renovatio Holding; Futura Power è uscita dal gruppo Energia Italia che ne deteneva il 70% del capitale sociale mentre ora è tutto in capo a persone fisiche; Società Locale Gas di Piacenza e Azienda Locale Gas di Lodi sono entrate nel gruppo Piemonte Energy; Selgas è entrata nel gruppo Moser Energie;
- cambio di ragione sociale: 15 imprese hanno assunto una nuova denominazione, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria; tra le altre Agsm Energia ha assunto la denominazione sociale di Agsm Aim Energia; Sato Service Energia è divenuta Octopus Energy Italia; Eni Gas e Luce Gas Società Benefit ha assunto la denominazione Eni Plenitude Società Benefit; Autogas Nord è diventata AGN Energia; Acel Energie è diventata Acinque Energia;
- cambio di natura giuridica: 6 imprese hanno cambiato la forma giuridica diventando quasi sempre o società per azioni o società a responsabilità limitata;
- una società, Enerbe, si è estinta per liquidazione.

Il 5,9% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 30 su 512, ha venduto nel 2022 oltre 300 M(m<sup>3</sup>) (Tav. 3.32). Nel 2021 questa quota era pari al 6,3%, visto che 31 imprese su 489 avevano superato tale soglia. Complessivamente, le 30 società che hanno venduto oltre 300 M(m<sup>3</sup>) nel 2022 coprono l'85,3% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

**TAV. 3.32** Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2022 (in M(m<sup>3</sup>))

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Edison Energia	5.477	1.054	6.531	10,8%
Eni Plenitude Società Benefit	4.651	0	4.651	9,1%
Enel Energia	3.914	0	3.914	7,7%
Eni	3.462	21.636	25.098	6,8%
Enel Global Trading	2.700	13.142	15.842	5,3%
Edison	2.264	13.152	15.416	4,4%
Iren Mercato	2.217	198	2.415	4,4%
Ep Commodities	2.185	529	2.714	4,3%
Hera Comm	2.049	141	2.190	4,0%
A2A Energia	1.965	179	2.144	3,9%
Axpo Italia	1.765	4.632	6.398	3,5%
Shell Energy Italia	1.437	1.013	2.450	2,8%
Sorgenia	1.371	202	1.573	2,7%
E.On Energia	702	248	950	1,4%
Estra Energie	669	533	1.203	1,3%
Engie Italia	666	11.633	12.299	1,3%
Solvay Energy Services Italia	583	0	583	1,1%
Unoenergy	581	71	652	1,1%
Vivigas	509	33	542	1,0%
Dolomiti Energia	490	0	490	1,0%
Estenergy	457	0	457	0,9%
Alperia Smart Services	440	11	451	0,9%
Agsm Aim Energia	412	64	476	0,8%
Egea Commerciale	395	48	443	0,8%
Met Energia Italia	394	154	548	0,8%
Bluenergy Group	387	138	525	0,8%
Duferco Energia	337	1.375	1.712	0,7%
Acinque Energia	335	15	350	0,7%
Consorzio Toscana Energia	318	14	332	0,6%
Alpiq Energia Italia	305	68	372	0,6%
Altri	7.483	22.116	29.599	14,7%
<b>TOTALE</b>	<b>50.920</b>	<b>92.399</b>	<b>143.318</b>	<b>100,0%</b>
<b>Prezzo medio (c€/m<sup>3</sup>)</b>	<b>111,21</b>	<b>101,83</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

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 112,21 c€/m<sup>3</sup>, quasi 59 centesimi più alto (+112,6%) rispetto al 2021. Il prezzo me-



dio praticato da questi venditori ad altri rivenditori è risultato pari a 101,83 c€/m<sup>3</sup>, 3 centesimi più elevato di quello offerto complessivamente dai grossisti e anch'esso risulta notevolmente rincarato rispetto al 2021 (196,3%).

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).

**TAV. 3.33** *Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2022 (in M(m<sup>3</sup>))*

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Eni	8.113	15,9%	1°
Edison	7.834	15,4%	2°
Enel	6.614	13,0%	3°
Hera	3.128	6,1%	4°
A2A	2.507	4,9%	7°
Iren	2.409	4,7%	5°
EPH - Energeticky a Prumyslovy Holding	2.185	4,3%	6°
Axpo Group	1.770	3,5%	8°
Royal Dutch Shell	1.437	2,8%	9°
Sorgenia	1.371	2,7%	10°
Estra	822	1,6%	11°
E.On	702	1,4%	12°
Engie	666	1,3%	14°
Unoenergy	606	1,2%	13°
Solvay	583	1,1%	15°
Eg Holding	509	1,0%	16°
Dolomiti Energia	490	1,0%	18°
Alperia	453	0,9%	20°
Agsm Aim	430	0,8%	21°
Egea	409	0,8%	19°
Altri	7.883	15,5%	-
<b>TOTALE</b>	<b>50.920</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nessuna variazione emerge nelle prime quattro posizioni del mercato finale, nelle quali restano saldi Eni, Edison, Enel ed Hera. La quota del gruppo Eni è diminuita di un punto percentuale, dal 17% al 15,9%, perché le vendite si sono ridotte di circa 1,7 G(m<sup>3</sup>) (17%). Al contrario, le quote dei gruppi Edison, Enel ed Hera sono cresciute: dal 13,8% al 15,4% nel caso di Edison, dal 12,3% al 13% nel caso di Enel, dal 5,7% al 6,1% nel caso di Hera. Ciò grazie a un calo nelle vendite di tali gruppi inferiore a quello evidenziato da Eni: rispetto al 2021, infatti, i quantitativi collocati nel mercato al dettaglio dal gruppo Edison sono diminuiti dell'1,2%, quelli venduti dal gruppo Enel sono scesi del 6,3%, quelli del gruppo Hera sono calati del 5%. Pertanto, la distanza tra Eni ed Edison si è notevolmente assottigliata, anzi si è quasi annullata: nel 2021 era ancora pari al 3,2%, mentre nel 2022 risulta solo di mezzo

punto percentuale. Al contrario, la distanza tra Edison ed Enel, ora del 2,4%, si è leggermente ampliata rispetto al 2021, quando risultava pari all'1,5%.

Uno sguardo anche alle posizioni inferiori della classifica evidenzia che nel 2022 il gruppo A2A ha guadagnato due posizioni salendo al quinto posto grazie a un volume di vendita sostanzialmente invariato rispetto al 2021 (-0,4%), mentre Iren ed EPH che nel 2021 occupavano la sesta e la settima posizione hanno registrato riduzioni nelle vendite molto più negative (rispettivamente, -11,2% e -19,4%). Un altro elemento degno di nota è l'ingresso tra i primi venti del gruppo Agsm Aim, che nel 2021 era al 21° posto. Il gruppo ha registrato una variazione molto positiva nelle vendite al mercato *retail* (+42%), ma è importante ricordare che nel gennaio 2021 ha incorporato AIM Energy.

Con le eccezioni appena viste dei gruppi A2A e Agsm Aim, tutti i gruppi elencati nella tavola hanno sperimentato un calo nei volumi di vendita rispetto al 2021, seppure di intensità variabile (si va dal -1,2% di Edison al -29% di Unoenergy).

Il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale di gas nel 2022 resta basso, pur essendo lievemente aumentato rispetto all'anno precedente. I primi tre gruppi controllano il 44,3%, mentre nel 2021 la quota era pari al 43,1%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale dal 53,6% del 2021 al 55,4% del 2022. L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 807, poco sopra quello del 2021, che era pari a 773. Il livello dell'indice resta comunque 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 2022 sono provvisori.

Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2022 sono stati venduti circa 65 G(m<sup>3</sup>) – di cui 14 destinati all'autoconsumo e 51 alla vendita – a 22 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente, rispetto al 2021 le vendite di gas sono diminuite del 14,3%, ma la discesa risulta meno intensa se si escludono gli autoconsumi, che hanno evidenziato una riduzione più ampia. Complessivamente, questi ultimi, che per lo più afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato infatti una riduzione del 23,6%; i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 46,4 G(m<sup>3</sup>), hanno evidenziato un calo del 10%; mentre le vendite del mercato tutelato, pari a 4,5 G(m<sup>3</sup>), sono scese del 23,5%. 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 molto aumentati nel 2022, essendo risultati pari a 675 M(m<sup>3</sup>) contro i 240 M(m<sup>3</sup>) del 2021. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 5,2 G(m<sup>3</sup>).

Come già in parte anticipato all'inizio di questo Capitolo, i consumi del settore domestico sono diminuiti del 14% e quelli dei condomini del 16,4%. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono scesi da 50,2 a 42,2 G(m<sup>3</sup>), registrando quindi un calo del 16%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono diminuiti del 3,8%, passando da 7,8 a 7,5 G(m<sup>3</sup>).

**TAV. 3.34** Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in M(m<sup>3</sup>), punti di riconsegna in migliaia)

SETTORE DI CONSUMO	2021				2022			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
<b>VOLUMI</b>								
Domestico	4.215	8.984	0	13.199	4.215	8.984	0	13.199
Condominio uso domestico	274	1.796	5	2.075	274	1.796	5	2.075
Commercio e servizi	-	6.934	18	6.952	-	6.934	18	6.952
Industria	-	15.669	783	16.451	-	15.669	783	16.451
Generazione elettrica	-	12.467	13.273	25.740	-	12.467	13.273	25.740
Attività di servizio pubblico	-	581	0,381	581	-	581	0,381	581
<b>TOTALE VOLUMI</b>	<b>4.489</b>	<b>46.431</b>	<b>14.079</b>	<b>64.999</b>	<b>4.489</b>	<b>46.431</b>	<b>14.079</b>	<b>64.999</b>
<b>PUNTI DI RICONSEGNA</b>								
Domestico	7.416	12.865	0,0	20.281	6.861	13.779	0,0	20.639
Condominio uso domestico	48	136	0,2	185	45	144	0,2	188
Commercio e servizi	-	1.017	0,8	1.017	-	1.031	1,1	1.032
Industria	-	184	0,1	184	-	173	0,1	173
Generazione elettrica	-	2	0,1	2	-	3	0,1	3
Attività di servizio pubblico	-	42	0,0	42	-	42	0,0	42
<b>TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA</b>	<b>7.464</b>	<b>14.245</b>	<b>1,2</b>	<b>21.711</b>	<b>6.905</b>	<b>15.171</b>	<b>1,4</b>	<b>22.078</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Più in dettaglio, nel 2022 le vendite di gas:

- al settore domestico sono diminuite del 23,5% nel servizio di tutela e dell'8,7% nel mercato libero;
- ai condomini sono diminuite del 23,3% nel servizio di tutela e del 15,3% nel mercato libero;
- al settore industriale sono passate da 19,1 a 15,7 G(m<sup>3</sup>) (-17,8%), ma sono drasticamente diminuiti anche gli autoconsumi (quasi -5 miliardi di m<sup>3</sup> rispetto al 2021); complessivamente, quindi, nel 2022 i consumi dell'industria sono scesi del 33,8%;
- al settore termoelettrico sono diminuite del 2,3% (-292 M(m<sup>3</sup>)), ma gli autoconsumi hanno registrato un aumento del 5,1%: tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati dell'1,4% superiori a quelli del 2021;
- al settore del commercio e servizi le vendite sono diminuite del 2,8% e gli autoconsumi del 23%, per una riduzione complessiva di circa 200 M(m<sup>3</sup>) (-2,8%);
- alle attività di servizio pubblico sono scese di 95 M(m<sup>3</sup>), quantificando la perdita nel 14%.

Nel 2022 il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 640 m<sup>3</sup>, quello dei condomini con uso domestico pari a 11.012 m<sup>3</sup>, 6.738 m<sup>3</sup> per il commercio, 95,3 migliaia di m<sup>3</sup> per l'industria, 7,4 M(m<sup>3</sup>) per la generazione elettrica e, infine, 13.796 m<sup>3</sup> per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (652 m<sup>3</sup>) si è mantenuto leggermente più alto di quello riscontrato nel mercato tutelato (614 m<sup>3</sup>), mentre nel caso dei

condomini il consumo medio nel libero, pari a 12.501 m<sup>3</sup>, risulta doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 6.152 m<sup>3</sup>.

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2022: il settore domestico ha acquistato 13,2 G(m<sup>3</sup>), cioè un quinto di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,2%, ovvero 2,1 G(m<sup>3</sup>); il commercio ne ha utilizzato il 10,7%, corrispondente a poco meno di 7 G(m<sup>3</sup>); l'industria ne ha consumato il 25,3%, cioè 16,5 G(m<sup>3</sup>); la generazione elettrica ne ha assorbito il 39,6%, equivalente a 25,7 G(m<sup>3</sup>); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato lo 0,9%, equivalente a 0,6 G(m<sup>3</sup>).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 71,4%, quella del mercato tutelato è del 6,9%, mentre il 21,7% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 91,2% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 8,8% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 31,3% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 68,7% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il settore domestico si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2022 ha raggiunto il 68,1% per le famiglie e l'86,8% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2021 i valori erano, rispettivamente, del 64,1% e dell'85,6%.

In termini di punti di prelievo, nel 2022 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 33,2%; nel 2021 era pari al 36,6%.

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 m<sup>3</sup> acquista il 28,2% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup>/anno ne assorbe l'8,9%, la terza classe (50.000-200.000 m<sup>3</sup>/anno) il 4,4%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m<sup>3</sup>/anno) il 10,3%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 18,2% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 30%. Il 98,7% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m<sup>3</sup>: tale quota, infatti, è pari al 97,8% per le famiglie che acquistano nel tutelato e al 98% 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 m<sup>3</sup>: tale classe, infatti, assorbe il 77,1% dei volumi di gas acquistati dai condomini nel tutelato, e il 69,4% di quelli acquistati nel libero. Il 60% 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 relativamente equidistribuiti tra le classi intermedie: il 31% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup>, il 18% da quelli con consumi annui tra 50.000 e 200.000 m<sup>3</sup>, il 23% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m<sup>3</sup>, un altro 13% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m<sup>3</sup>)/anno.

**TAV. 3.35** Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2022 (in M(m<sup>3</sup>))

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m <sup>3</sup> )						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	
<b>MERCATO TUTELATO</b>	<b>4.203</b>	<b>266</b>	<b>20</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.489</b>
Domestico	4.160	55	0,3	0,0	-	-	4.215
Condominio uso domestico	43	211	19	-	-	-	274
<b>MERCATO LIBERO</b>	<b>10.172</b>	<b>4.253</b>	<b>2.220</b>	<b>5.251</b>	<b>9.283</b>	<b>15.251</b>	<b>46.431</b>
Domestico	8.803	166	9	5	1	-	8.984
Condominio uso domestico	105	1.247	370	71	3	-	1.796
Commercio e servizi	1.062	2.058	1.023	1.602	918	271	6.934
Industria	161	597	699	3.155	7.387	3.669	15.669
Generazione elettrica	2	4	13	284	900	11.263	12.467
Attività di servizio pubblico	39	180	107	133	73	49	581
<b>TOTALE</b>	<b>14.376</b>	<b>4.519</b>	<b>2.240</b>	<b>5.251</b>	<b>9.283</b>	<b>15.251</b>	<b>50.920</b>

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 clienti<sup>28</sup> che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2022, è risultata complessivamente pari al 13,7%, ovvero al 12,5% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.36). Rispetto al 2021 le percentuali sono in aumento per tutti i clienti, con l'eccezione degli altri usi, cosa che era da attendersi, considerando l'eccezionale livello raggiunto dai prezzi del gas nel corso dell'anno, tenuto conto che la spinta alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli è uno tra i più potenti motivi per il cambiamento di fornitore.

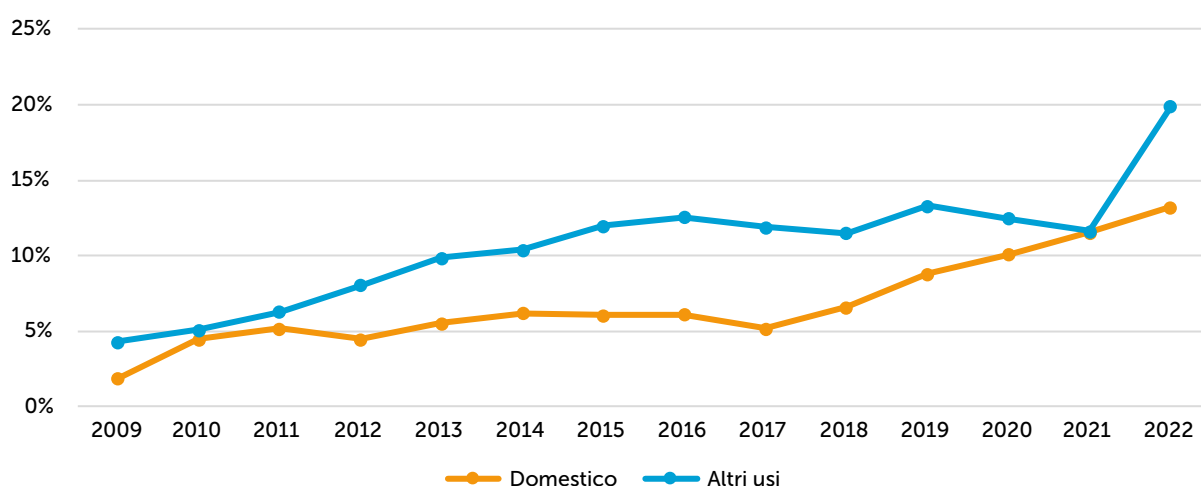
Gli *switching* dei consumatori domestici nel 2022 si sono ampliati di oltre due punti percentuali, mantenendo e anzi accrescendo la già significativa vivacità registrata dal 2018, dopo un certo numero di anni nei quali si era un po' attenuata (Fig. 3.17). Lo scorso anno risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore quasi 3 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 13,2% (e corrispondente a una porzione di volumi del 15,4%). Molto più ampia e pari al 24,1% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 14,9% del relativo settore di consumo.

<sup>28</sup> Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

**TAV. 3.36** Tassi di switching dei clienti finali del gas naturale

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2021		2022	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	11,5%	13,2%	13,2%	15,4%
Condominio uso domestico	11,0%	13,1%	24,1%	14,9%
Attività di servizio pubblico	23,6%	20,0%	37,0%	20,3%
Altri usi	11,6%	13,9%	19,9%	11,4%
TOTALE	11,6%	13,8%	13,7%	12,5%

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

**FIG. 3.17** Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009

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

Il 37% (equivalenti al 20,3% 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 19,9% del totale in termini di clienti, nonché l'11,4% in termini di volumi (corrispondenti a circa 5,6 G(m<sup>3</sup>)), manifestando in quest'ultimo caso una vivacità inferiore rispetto agli anni precedenti. Il confronto tra i due tassi di cambiamento lascia pensare che – diversamente dal passato – nel settore non domestico si siano mossi soprattutto i clienti con consumi annui di minore dimensione.

Anche nel 2022 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. L'unica novità è rappresentata dai consumi della Sardegna, che aumentano un poco, pur restando, ovviamente, ancora estremamente marginali.

**TAV. 3.37** Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2022 (in M(m<sup>3</sup>))

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.208	309	716	1.679	1.922	49	5.882
Valle d'Aosta	15	6	16	52	7	1	96
Lombardia	3.160	764	1.711	3.471	1.292	148	10.545
Trentino- Alto Adige	176	64	279	356	44	20	938
Veneto	1.492	116	908	1.784	223	70	4.592
Friuli-Venezia Giulia	353	58	233	661	112	18	1.434
Liguria	321	131	103	329	567	13	1.464
Emilia- Romagna	1.557	220	971	2.687	1.597	28	7.059
Toscana	948	84	449	1.383	713	37	3.615
Umbria	205	14	123	309	166	12	828
Marche	466	19	229	267	117	15	1.114
Lazio	904	211	468	656	2.872	63	5.172
Abruzzo	328	16	117	466	16	15	958
Molise	69	4	23	76	207	4	383
Campania	528	23	223	437	488	39	1.738
Puglia	717	16	198	438	234	23	1.626
Basilicata	129	4	33	114	11	14	306
Calabria	190	2	38	46	6	4	286
Sicilia	432	9	97	459	1.874	10	2.882
Sardegna	1,49	0	0,23	0	0	0,20	1,92
<b>ITALIA</b>	<b>13.199</b>	<b>2.070</b>	<b>6.934</b>	<b>15.669</b>	<b>12.467</b>	<b>581</b>	<b>50.920</b>
<b>NORD</b>	<b>8.281</b>	<b>1.668</b>	<b>4.935</b>	<b>11.018</b>	<b>5.763</b>	<b>345</b>	<b>32.010</b>
<b>CENTRO</b>	<b>2.522</b>	<b>328</b>	<b>1.269</b>	<b>2.615</b>	<b>3.868</b>	<b>127</b>	<b>10.729</b>
<b>SUD E ISOLE</b>	<b>2.396</b>	<b>74</b>	<b>730</b>	<b>2.036</b>	<b>2.836</b>	<b>109</b>	<b>8.181</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

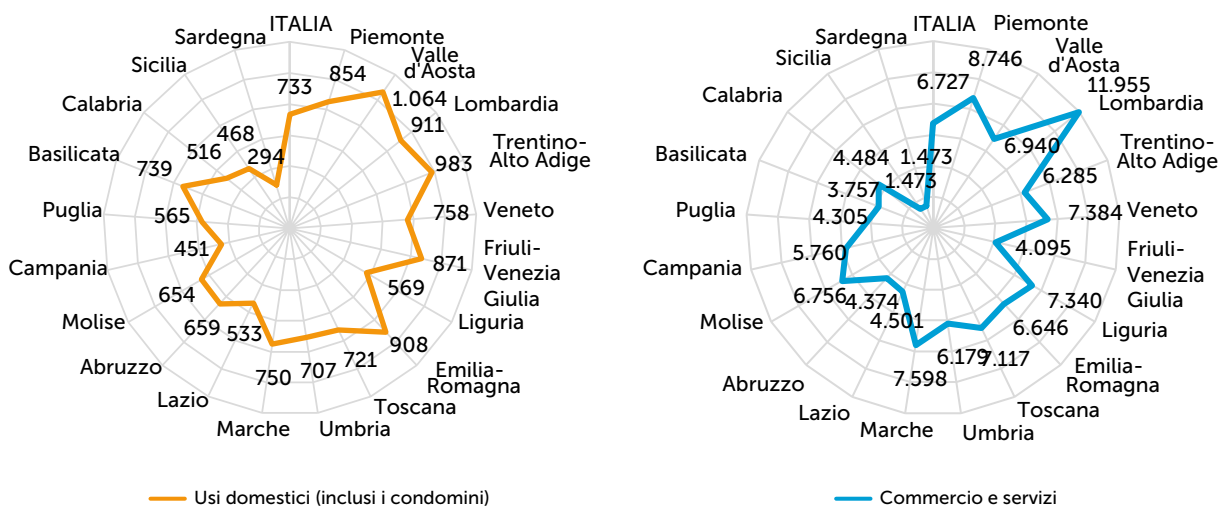
Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In questa zona si acquista, infatti, il 62,9% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 32 G(m<sup>3</sup>); il 21,1% dei consumi, pari a 10,7 G(m<sup>3</sup>), è localizzato nell'area del Centro e il restante 16,1%, cioè 8,2 G(m<sup>3</sup>), viene venduto al Sud e nelle Isole. Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 3 volte quelli del Centro, con un valore relativamente simile per tutti i settori di consumo, e quasi 4 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) e massimo nel caso dei condomini (22,5).

La Regione con i consumi più elevati, pari a 10,5 G(m<sup>3</sup>) – e di molto superiori a quelli delle altre –, è sempre la Lombardia, che da sola acquista oltre un quinto dei volumi nazionali. Altre Regioni in cui i consumi raggiungono

almeno 5 G(m<sup>3</sup>) sono l'Emilia-Romagna, con 7,1 G(m<sup>3</sup>), il Piemonte, con 5,9 G(m<sup>3</sup>), e il Lazio, con 5,2 G(m<sup>3</sup>), cioè, rispettivamente, il 13,9%, l'11,6% e il 10,8% del totale nazionale; nonché il Veneto con poco meno di 5 G(m<sup>3</sup>) (9% del totale nazionale), la Toscana con 3,6 G(m<sup>3</sup>), pari al 7,1% del totale nazionale, e la Sicilia, con 2,9 G(m<sup>3</sup>) (5,7% del totale). Tutte le altre regioni presentano valori di consumo inferiori a 2 G(m<sup>3</sup>).

Uno sguardo al dettaglio dei diversi settori di consumo mostra per ciascuno di essi una distribuzione geografica dei volumi acquistati nei territori del tutto simile a quella appena descritta. Fanno eccezione soltanto due comparti. Il primo è quello della generazione elettrica, dove i consumi risultano maggiormente equidistribuiti tra le varie zone del territorio (46% al Nord, 31% al Centro e 23% nel Sud e Isole) e dove il Lazio è la Regione con i consumi più elevati, pari a 2,9 G(m<sup>3</sup>). L'altro è quello dei condomini con uso domestico, dove il Nord assume il 71% dei volumi nazionali e il resto è in gran parte acquistato al Centro (18%). In pratica, questo uso è ridotto al Sud, dove, comprensibilmente, i riscaldamenti centralizzati non risultano particolarmente diffusi, come denotano i volumi di acquisto che rappresentano solo il 3,6% del totale nazionale.

**FIG. 3.18** Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2022 (in m<sup>3</sup>)



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

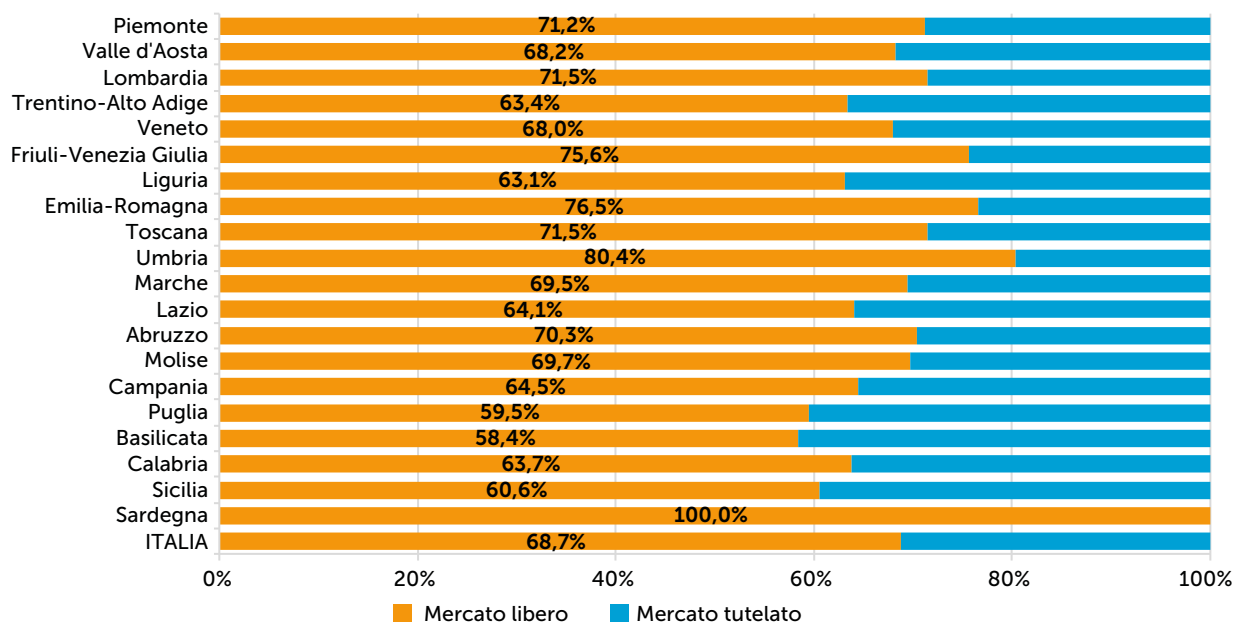
Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.18 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi. La media nazionale dei consumi domestici è di 733 m<sup>3</sup>, variabile a livello regionale, ma abbastanza uniforme nelle tre macro-zone considerate: al Nord, dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide, i volumi di consumo medio unitario sono più alti, pari a 851 m<sup>3</sup>; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 637 e a 531 m<sup>3</sup>. Tra le Regioni spiccano il dato della Sardegna, dove il consumo medio è molto inferiore a tutte le altre zone e pari a 294 m<sup>3</sup>, e la Valle d'Aosta, dove il consumo è comprensibilmente il più alto d'Italia, pari a 1.064 m<sup>3</sup>. 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 6.727 m<sup>3</sup>, non è molto dissimile da quello del Nord (6.962 m<sup>3</sup>), del Centro (6.915 m<sup>3</sup>) e del Sud e Isole (5.275 m<sup>3</sup>).

Negli ultimi anni, la ripartizione a livello territoriale tra i due mercati, libero e tutelato (Fig. 3.19), ha cominciato a evidenziare la prevalenza del mercato libero nella gran parte delle regioni italiane anche calcolando le quote dei



due mercati in base ai clienti (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 60% quasi ovunque; fanno eccezione solo la Basilicata (58,4%) e la Puglia (59,5%).

**FIG. 3.19** Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2022



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Interessante risulta, infine, effettuare un'analisi dei livelli di concentrazione in ambito territoriale attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre gruppi societari in ciascuna regione e dalla quota di clienti da loro serviti (Tav. 3.38). 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, pertanto il numero dei venditori è ancora molto basso. Vi sono poi altre quattro Regioni in cui il C3 risulta superiore al 70% (Toscana, Lazio, Basilicata e Campania) a cui si aggiungono altre quattro Regioni in cui supera il 60% (Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Liguria e Umbria). Il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di imprese di vendita attive (374): qui la quota del mercato domestico dei primi tre gruppi di vendita è del 47,1% e la percentuale di clienti da loro serviti è pari al 57,8%. Un valore di C3 relativamente ridotto si osserva anche in Molise (51,1%) e in Veneto (52,6%). 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 2022 (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	325	53,5%	66,4%	55,9%	47,0%
Valle d'Aosta	119	88,8%	91,6%	84,5%	81,0%
Lombardia	374	47,1%	57,8%	38,8%	39,5%
Trentino-Alto Adige	182	83,8%	88,7%	57,7%	82,9%
Veneto	318	52,6%	61,5%	42,8%	49,2%
Friuli-Venezia Giulia	241	68,3%	70,1%	59,2%	59,8%
Liguria	278	66,0%	82,9%	76,0%	64,3%
Emilia-Romagna	336	67,5%	69,3%	57,4%	54,9%
Toscana	308	78,0%	83,5%	49,1%	62,0%
Umbria	237	65,5%	69,1%	70,6%	60,9%
Marche	261	56,9%	58,3%	47,1%	38,4%
Lazio	340	75,4%	77,6%	70,6%	63,3%
Abruzzo	289	55,3%	54,7%	53,7%	47,3%
Molise	181	51,1%	49,8%	69,0%	36,6%
Campania	294	73,6%	76,9%	56,0%	69,2%
Puglia	280	61,4%	62,1%	56,1%	48,7%
Basilicata	193	75,1%	75,0%	65,6%	68,5%
Calabria	234	82,0%	82,8%	72,8%	82,2%
Sicilia	245	85,8%	86,6%	84,1%	86,1%
Sardegna	10	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

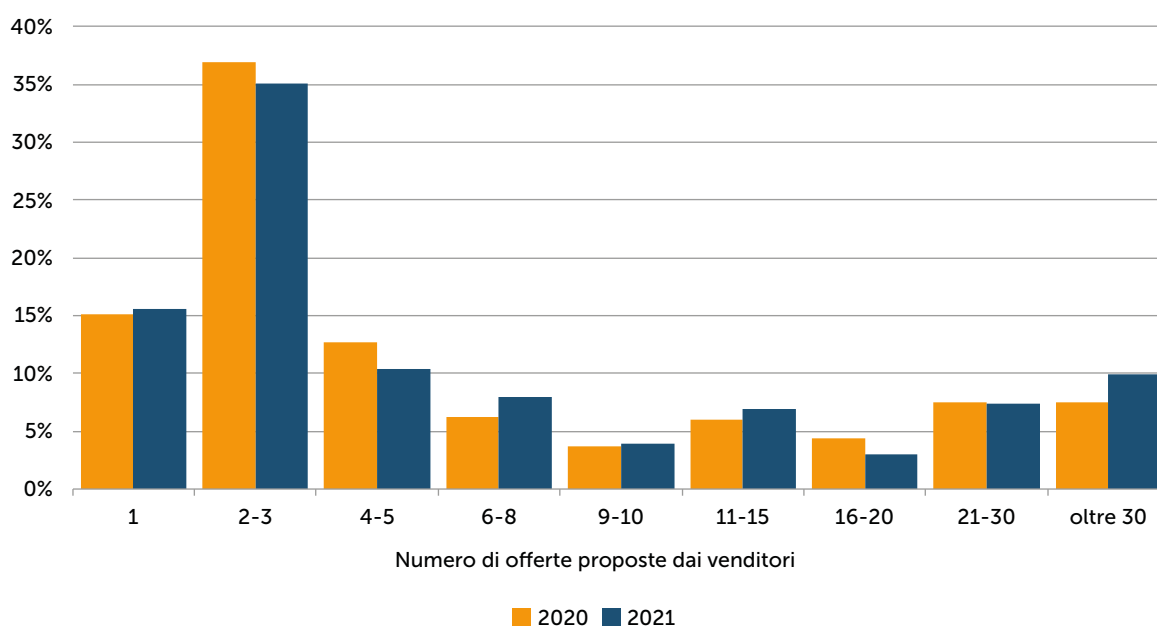
I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si abbassano (in media di sei punti percentuali) se valutati relativamente all'intero mercato della vendita, che comprende anche gli usi commerciali, industriali e termoelettrici. Ciò in quanto, di norma, gli usi produttivi sono molto più dinamici e pronti a cambiare fornitore per ottenere dei risparmi; di conseguenza, il livello concorrenziale nei confronti di questi clienti appare più elevato. Fanno eccezione solo il Molise, la Liguria, il Piemonte e l'Umbria, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo innalza considerevolmente nel caso del Molise e della Liguria, o resta pressoché invariato nel caso del Piemonte. In tali Regioni la percentuale di clienti serviti dai primi tre gruppi del mercato è inferiore alla quota di mercato calcolata sui volumi da essi venduti. Ciò significa che i settori produttivi possiedono un'incidenza elevata sul totale dei consumi; pertanto, è sufficiente avere un portafoglio di pochi clienti con consumi importanti per accaparrarsi un'ampia quota di mercato (misurata tramite i volumi).

## I contratti di vendita nel mercato libero

Come già evidenziato nel Capitolo 2, 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 2022 includono anche i contratti PLACET, senza tuttavia tenerli distinti. Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 2, si ribadisce che l'obiettivo delle domande sulla quantità e qualità delle offerte commerciali è teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di 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 15,1 per la clientela domestica, a 6,6 per i condomini con uso domestico e a 13,7 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggiore possibilità di scelta, essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate rispetto a quelle di un cliente domestico. Rispetto ai dati del 2021 il numero di offerte disponibili è leggermente cresciuto per i domestici e per i condomini, mentre è rimasto stabile per i non domestici (erano 11,8 per i clienti domestici, 5,8 per i condomini e 13,8 per i clienti non domestici). Il 16,6% dei venditori, tuttavia, propone ai clienti domestici una sola offerta, il 30,7% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 52,7% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su (Fig. 3.20). Rispetto al 2021, 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 ed è salito di tre punti percentuali anche il numero dei venditori che mettono a disposizione della clientela un ampio ventaglio di proposte commerciali.

**FIG. 3.20** Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Delle 15,1 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4 sono acquistabili solo online, cioè soltanto attraverso internet, un canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di offerta risparmiando sui costi di gestione (erano 6,1 nel 2021). La quota di venditori che effettua almeno un'offerta online è rimasta invariata al 18,7%. Nel 17,5% 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 2022 è cresciuto, in quanto è risultato che il 10,1% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2021 tale quota era pari al 7,2%).

Se guardiamo ai clienti dei condomini, invece, delle 6,6 offerte mediamente proposte a questa clientela, 1,5 sono sottoscrivibili attraverso la rete e, in base ai risultati raccolti, solo l'1,8% dei punti di riconsegna intestati a condomini risultano avere effettivamente sottoscritto il contratto online (questi numeri sono in diminuzione rispetto al 2021).

Nel caso dei clienti non domestici (altri usi), infine, delle 13,7 offerte mediamente rese loro disponibili, solo 5,1 sono sottoscrivibili online, cosa abbastanza logica, 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 15,1% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online.

Circa la tipologia di prezzo preferita (Tav. 3.39) è risultato che il 67,3% 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 32,7% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso<sup>29</sup>. Le percentuali si ribaltano nel caso dei condomini, tra i quali i contratti a prezzo variabile sono di gran lunga i più diffusi, mentre poco meno di un quinto dei clienti ha scelto contratti a prezzo fisso. I clienti non domestici, invece, si dividono tra quelli che preferiscono i contratti a prezzo variabile, un po' più numerosi (62,8%), e quelli che invece hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso (37,2%).

**TAV. 3.39** *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2022 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 <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>
<b>Contratti a prezzo fisso</b>	67,3%	62,34	19,7%	61,54	37,2%	77,23
<b>Contratti a prezzo variabile</b>	32,7%	118,47	80,3%	108,90	62,8%	114,55
<b>TOTALE CLIENTI</b>	100%	83,05	100%	103,76	100%	106,04

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>29</sup> Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nel 2021 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).

Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, si osserva che i contratti a prezzo variabile sono meno convenienti per tutti i tipi di clienti, ma il differenziale con un contratto a prezzo fisso è molto ampio per i domestici e per i condomini, mentre è più piccolo per i non domestici. Questi risultati indicano che nel 2022 erano ancora presenti nel mercato contratti a prezzo fisso siglati in periodi in cui il prezzo della materia prima era basso, contratti che hanno risentito di meno dei notevoli rincari registrati nel corso dell'anno.

Per tutte le tipologie di clienti, la modalità di indicizzazione dei prezzi più frequente nei contratti a prezzo variabile risulta quella legata a una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela; altre modalità di indicizzazione più usate sono quelle legate all'andamento del prezzo del gas al TTF o al PSV (Tav. 3.40). La prima si è rivelata più conveniente rispetto alle altre due nel caso dei domestici, mentre per i condomini e per i clienti non domestici il legame con le componenti fissate dall'Autorità produce un prezzo intermedio tra le altre due forme di indicizzazione.

**TAV. 3.40** *Contratti a prezzo variabile per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2022 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 <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>
Con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela	44,9%	106,15	59,5%	109,41	42,4%	106,97
Con indicizzazione all'andamento del Brent	4,9%	148,57	1,5%	73,73	2,3%	111,07
Con indicizzazione all'andamento delle quotazioni del TTF	25,9%	131,06	13,7%	122,46	26,1%	103,87
Con indicizzazione all'andamento del prezzo del PSV	20,4%	133,05	23,6%	103,05	24,2%	127,41
Con indicizzazione all'andamento dei mercati gestiti da GME	2,9%	133,88	1,3%	130,41	3,5%	124,28
Con indicizzazione limitata	0,2%	37,42	0,0%	43,10	0,0%	46,88
Con altra modalità non altrimenti specificata	0,8%	48,98	0,4%	78,17	1,5%	85,33
<b>TOTALE</b>	<b>100%</b>	<b>118,47</b>	<b>100%</b>	<b>108,90</b>	<b>100%</b>	<b>114,55</b>

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 3,5% dei clienti domestici serviti nel mercato libero ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è più elevata (7,3%) nel caso di contratti a prezzo variabile, mentre è pari all'1,7% nei contratti a prezzo fisso. Tuttavia, non tutti i venditori presenti nel mercato libero applicano un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, e anche quelli tra loro che contemplano questa possibilità offrono ai loro clienti anche contratti alternativi che non includono tale vincolo. Nel 2022 i venditori che hanno applicato contratti con clausola di durata minima ai clienti domestici sono risultati 29, i quali, complessivamente, servono circa 2,3 milioni di clienti do-

mestici. La quota dei clienti di tali venditori che hanno acquistato un contratto con clausola di durata minima è pari al 31,7% (26,4% con prezzo fisso e 35,1% con prezzo variabile). Percentuali molto inferiori si registrano tra le altre tipologie di clienti: la clausola risulta infatti applicata all'1,4% dei contratti ai condomini e all'1,7% dei contratti ai clienti non domestici.

Il 37,5% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione (es. 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 45% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 22% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 14% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (39% a prezzo fisso e 8% a prezzo variabile), mentre nel caso dei non domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 14% del totale (26% con prezzo fisso e 7% con prezzo variabile).

Nei questionari dell'Indagine annuale sul 2022 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 14% dei clienti domestici, l'1,9% dei condomini e il 3,5% 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 65% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende al 40% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (38,3%) per quelli che permettono la partecipazione a un programma punti e un buon gradimento (7,8%) per quelli che offrono servizi energetici accessori. Anche la possibilità di ottenere altri prodotti o servizi insieme con il gas riscuote un certo interesse (6,7%). 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 e privo di servizi aggiuntivi è più conveniente rispetto a quello che include la partecipazione a un programma di raccolta punti, che come si è appena detto riscuote tra i clienti quasi lo stesso successo; tuttavia, con l'eccezione del contratto che offre gas con garanzia "verde" che evidenzia il prezzo più caro dopo quello del programma punti, tutti gli altri possibili servizi aggiuntivi mostrano un prezzo più basso rispetto a quello del contratto senza servizi aggiuntivi. Nei clienti domestici con prezzo variabile, invece, le opzioni più gradite risultano essere i servizi energetici accessori (19,5%), la garanzia di offerta verde al 100% (11,9%) e subito dopo la partecipazione a un programma punti (4,3%); 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 all'84% e scende al 73% tra

quelli che hanno scelto il prezzo variabile. Il contratto senza servizi aggiuntivi è il meno costoso per i clienti a prezzo variabile, mentre risulta tra i più cari per quelli a prezzo fisso.

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 l'82% circa di tali clienti, siano essi a prezzo fisso o a prezzo variabile, sceglie un contratto senza altre opzioni. Il prezzo di tale contratto risulta tendenzialmente conveniente, ma non in confronto a tutti i servizi aggiuntivi disponibili.

**TAV. 3.41** *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2022 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 <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>
<b>SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO</b>						
Nessun servizio aggiuntivo	35,3%	62,09	84,1%	62,70	83,9%	77,17
Garanzia di energia 100% green	6,2%	64,22	4,5%	54,57	5,2%	69,90
Servizi energetici accessori	7,8%	60,21	3,4%	63,97	3,2%	95,05
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,4%	57,53	2,8%	43,16	0,8%	79,24
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	6,7%	60,32	1,6%	44,53	1,4%	61,30
Programma di raccolta punti	38,3%	64,77	2,0%	44,88	4,3%	54,54
Omaggio o gadget	1,0%	44,08	0,6%	32,96	0,1%	32,60
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,3%	42,38	1,0%	31,08	1,1%	30,35
<b>TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO</b>	<b>100%</b>	<b>62,34</b>	<b>100%</b>	<b>61,54</b>	<b>100%</b>	<b>77,23</b>
<b>SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE</b>						
Nessun servizio aggiuntivo	59,6%	115,59	72,6%	106,62	80,5%	113,01
Garanzia di energia 100% green	11,9%	126,28	1,8%	119,93	4,1%	128,33
Servizi energetici accessori	19,5%	131,02	25,0%	115,15	12,9%	98,00
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,8%	110,44	0,0%	110,07	0,2%	85,63
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	1,3%	130,03	0,0%	110,64	0,2%	114,43
Programma di raccolta punti	4,3%	106,02	0,2%	133,44	1,8%	148,15
Omaggio o gadget	0,6%	140,07	0,0%	129,92	0,0%	131,36
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,1%	59,85	0,3%	40,70	0,3%	74,47
<b>TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE</b>	<b>100%</b>	<b>118,47</b>	<b>100%</b>	<b>108,90</b>	<b>100%</b>	<b>114,55</b>

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

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 2022 e confermato (o rettificato) i dati sul 2021 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 tutte le 67 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate nei due anni considerati; le imprese attive al 31 dicembre 2022 erano 66.

Anche in questo segmento del settore gas ogni anno si registrano diverse operazioni societarie tra i soggetti che vi operano. Le principali che si sono verificate nel 2022 e che sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- dall'inizio di febbraio, Italgas Reti ha ceduto l'impianto alimentato a GPL di Calice al Cornoviglio, in Provincia di La Spezia, a Lunigas I.F.; Valnerina Servizi ha acquisito l'impianto di Monteleone di Spoleto (Perugia) da Univergas Italia nel mese di giugno; Liguigas ha acquisito da Società Italiana Gas Liquidi l'attività di distribuzione, vendita e misura di altri gas distribuiti a mezzo reti canalizzate a partire da ottobre; Fiamma 2000 ha acquisito l'attività di distribuzione, vendita e misura di altri gas distribuiti a mezzo reti canalizzate da Sarda Reti Gas dal 1° novembre, e pochi giorni dopo (l'8 novembre) ha ceduto gli impianti alla sua controllata Janagas; dal 13 dicembre Janagas è stata interamente acquisita da Medea, entrando così nel gruppo Italgas;
- Autogas Nord ha assunto la denominazione sociale di AGN Energia dal 1° giugno.

I prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete nel 2022 sono diminuiti del 15,4%, da 37,1 a 31,4 M(m<sup>3</sup>), anche a causa della netta riduzione (-6,7%) dei gruppi di misura alimentati da questi gas, che sono scesi da 174.839 a 163.101 unità (Tav. 3.42).

**TAV. 3.42** Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m<sup>3</sup>) e numero di GdM)

TIPO DI GAS	2021		2022		VARIAZIONE 2021-2022	
	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI
GPL	17,8	128.611	14,7	116.308	-17,2%	-9,6%
Aria propanata	14,8	43.405	13,2	43.993	-10,6%	1,4%
Altri gas	4,5	2.823	3,5	2.800	-23,5%	-0,8%
TOTALE	37,1	174.839	31,4	163.101	-15,4%	-6,7%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

In termini percentuali, la diminuzione più forte nei volumi distribuiti si è registrata negli "Altri gas" (passati da 4,5 a 3,5 M(m<sup>3</sup>)), ma anche i volumi di GPL hanno subito un notevole ridimensionamento, da circa 18 a circa 15 M(m<sup>3</sup>). La marcata contrazione dei gruppi di misura è invece da attribuire pressoché interamente al GPL, dove i clienti



sono diminuiti di oltre 12.000 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 2021, anche il consumo medio unitario è diminuito del 9%, passando da 212 a 192 m<sup>3</sup>, ma come sempre restano le marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 127 m<sup>3</sup>, è infatti il più basso, se confrontato con i 300 m<sup>3</sup> dell'aria propanata e con i 1.239 m<sup>3</sup> degli altri gas. Questi ultimi sono anche il tipo di gas il cui consumo medio unitario si è ridotto in misura maggiore (-23%) rispetto agli altri combustibili che alimentano le reti (-8% il consumo medio di GPL e -12% quello di aria propanata).

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta sempre il GPL, che copre il 47% dei volumi complessivamente erogati e il 71% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 42% dei volumi distribuiti (e il 27% in termini di gruppi di misura). Gli altri tipi di gas, che rappresentano solo il 2% dei clienti, possiedono una quota minore (11%) del gas complessivamente distribuito.

La distribuzione regionale nel 2022 (Tav. 3.43) mostra, naturalmente, una riduzione generalizzata dei volumi praticamente senza eccezioni: in quasi tutte le regioni, infatti, si registrano consumi in netta discesa rispetto al 2021. In controtendenza soltanto l'Abruzzo, dove i volumi erogati sono leggermente aumentati da 0,16 a 0,29 M(m<sup>3</sup>), e la Puglia, dove i consumi del 2021 si sono confermati anche nel 2022. Le perdite più significative si osservano in Friuli-Venezia Giulia (22%), in Trentino-Alto Adige (-21%), in Lombardia (-20%), in Umbria e Piemonte (18%); le perdite più contenute, invece, si manifestano in Campania (-2%), in Sicilia (-4%) e in Molise (7%). La riduzione dei clienti più elevata, invece, si è osservata in Sardegna, dove tra il 2021 e il 2022 si registrano oltre 10.000 gruppi di misura in meno.

**TAV. 3.43** *Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m<sup>3</sup>), numero di esercenti, numero di clienti e numero di comuni serviti)*

REGIONE	2021				2022			
	ESERCENTI <sup>(A)</sup>	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	ESERCENTI <sup>(A)</sup>	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Piemonte	13	1,61	8.860	88	12	1,32	8.671	87
Valle d'Aosta	3	0,11	581	7	3	0,09	581	7
Lombardia	16	6,67	12.535	60	15	5,36	12.480	59
Trentino-Alto Adige	2	0,30	1.069	8	2	0,24	1.073	8
Veneto	4	0,21	1.277	11	4	0,19	1.282	11
Friuli-Venezia Giulia	5	0,96	2.112	10	5	0,75	2.126	10
Liguria	14	1,49	11.570	67	13	1,26	11.306	67
Emilia-Romagna	12	1,67	10.200	49	12	1,41	10.122	49
Toscana	14	3,43	24.412	135	14	2,90	23.831	135
Umbria	10	0,78	5.577	39	9	0,64	5.536	39
Marche	11	0,48	2.228	32	10	0,44	2.291	32
Lazio	13	1,61	16.753	58	13	1,47	16.511	58
Abruzzo	8	0,16	3.170	10	7	0,29	3.149	10

(segue)

REGIONE	2021				2022			
	ESERCENTI <sup>(A)</sup>	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	ESERCENTI <sup>(A)</sup>	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Molise	1	0,04	196	1	1	0,03	194	1
Campania	3	0,14	1.076	9	3	0,14	1.042	9
Puglia	1	0,03	148	1	1	0,03	144	1
Basilicata	2	0,07	342	2	2	0,07	335	2
Calabria	1	0,11	1.130	5	1	0,09	1.067	5
Sicilia	3	0,05	307	6	3	0,05	307	6
Sardegna	8	17,18	71.296	81	7	14,62	61.053	75
ITALIA	-	37,09	174.839	679	-	31,39	163.101	671

(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 47% dei volumi complessivamente prelevati e il 37% 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, cominciano a erodere i consumi dei gas diversi; in questa Regione il servizio raggiunge 75 comuni. Con il 17% dei volumi erogati e l'8% dei clienti serviti, la Lombardia è la seconda Regione per importanza, seguita da Toscana (9% dei volumi distribuiti e 15% dei gruppi di misura), Emilia-Romagna (5% dei volumi e 6% dei clienti), Liguria e Lazio (4% dei volumi e, rispettivamente, 7% e 10% dei clienti serviti). I comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale nel 2022 sono risultati complessivamente 671, vale a dire l'8% dei comuni esistenti al 1° gennaio 2022 nel territorio nazionale (7.904). Il numero di comuni serviti è diminuito di 8 unità rispetto al 2021, principalmente per effetto della trasformazione delle reti a gas naturale. In particolare, si contano: 6 comuni in meno in Sardegna e un comune in meno in Piemonte e in Lombardia.

**TAV. 3.44** Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2022 (in km)

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI <sup>(A)</sup>
Piemonte	-	195,4	104,3	95,0%	5,0%
Valle d'Aosta	-	21,0	0,0	92,8%	7,2%
Lombardia	-	130,4	121,6	87,4%	12,6%
Trentino-Alto Adige	-	23,9	1,2	68,8%	31,2%
Veneto	-	28,0	2,0	68,1%	31,9%
Friuli-Venezia Giulia	-	9,2	46,3	85,4%	14,6%
Liguria	-	150,9	74,4	97,1%	2,9%
Emilia-Romagna	-	153,5	63,1	88,5%	11,5%
Toscana	0,7	383,9	281,0	93,6%	6,4%
Umbria	-	74,2	79,3	79,0%	21,0%

(segue)

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI <sup>(A)</sup>
Marche	-	37,4	46,5	77,0%	23,0%
Lazio	-	197,7	217,8	92,6%	7,4%
Abruzzo	-	49,8	8,0	65,0%	35,0%
Molise	-	2,3	1,2	100,0%	-
Campania	-	3,2	59,3	100,0%	-
Puglia	-	7,0	0,0	100,0%	-
Basilicata	-	4,1	6,5	100,0%	-
Calabria	-	53,7	0,0	100,0%	-
Sicilia	-	9,2	3,3	100,0%	-
Sardegna	-	680,5	1.092,2	89,3%	10,7%
ITALIA	0,7	2.215,2	2.207,9	90,1%	9,9%
<i>di cui non in funzione</i>	0	15,5	38,8	-	-

(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 4.400 km (di cui l'84% alimentati a GPL), con circa 50 km non in funzione. Nel 2022 l'estensione complessiva delle reti è rimasta pressoché invariata rispetto al 2021; si osservano, infatti, 67 km in meno sulla rete in media pressione e 9 in meno su quella in bassa pressione. La riduzione della rete in media pressione è in larga parte attribuibile alla Sardegna, dove si evidenziano 79 km in meno rispetto all'anno precedente; un calo, decisamente meno pronunciato, si osserva anche in Toscana, accompagnato da piccolissime riduzioni anche in altre regioni; al contrario, in Emilia-Romagna si osserva un incremento di 24 km nella rete in media pressione. La lieve diminuzione complessiva delle reti in bassa pressione è originata, invece, da variazioni regionali più significative che si controbilanciano a vicenda: a fronte di un calo in Emilia-Romagna (-73 km) e in Liguria (-20 km), si registrano infatti due incrementi in Toscana (+60 km) e in Piemonte (+26 km).

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 9,9% (in netta diminuzione rispetto agli anni precedenti). Le quote di proprietà dei comuni più significative si registrano in Abruzzo (35%), Veneto (31,9%), Trentino-Alto Adige (31,2%), Marche (23%) e Umbria (21%).

Le 66 imprese che erano attive nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale al 31 dicembre 2022 si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di società a responsabilità limitata (34 casi) e quella di società per azioni (28 casi); le restanti quattro imprese si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

La concentrazione nel segmento dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete è rimasta sostanzialmente invariata nel 2021: la quota dei primi tre operatori è risultata infatti pari al 58,4% dei volumi complessivamente

erogati (Tav. 3.45), mentre nel 2020 era pari al 58,7%. Le prime cinque imprese contano per il 70,7% (71,3% nel 2020).

**TAV. 3.45** Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2022 (volumi in M(m<sup>3</sup>))

SOCIETÀ	VOLUMI 2022	QUOTA	POSIZIONE NEL 2020
Mediterranea Energia Ambiente (Medea)	11,8	37,6%	1
Liquigas	3,4	10,9%	3
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	3,0	9,6%	2
Eni	2,7	8,7%	4
Janagas	1,3	4,1%	-
Butan Gas	0,9	2,8%	6
Centria	0,7	2,3%	7
Carbotrade Gas	0,7	2,1%	8
AGN Energia	0,6	1,8%	9
Beyfin	0,5	1,5%	11
Socogas	0,4	1,4%	12
2i Rete Gas	0,4	1,4%	10
Goldengas	0,4	1,1%	14
Lunigas I.F.	0,3	1,1%	15
Autogas Riviera	0,3	0,9%	18
Magigas	0,3	0,9%	17
Energas	0,3	0,8%	42
Univergas Italia	0,3	0,8%	16
Bragas	0,2	0,8%	20
Olivi	0,2	0,8%	19
Altri	2,7	8,7%	-
<b>TOTALE</b>	<b>31,4</b>	<b>100%</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La quota del primo operatore Mediterranea Energia Ambiente (Medea), che è il distributore del gruppo Italgas che opera in Sardegna, è rimasta invariata (dal 37,5% al 37,6%). La società Liquigas è salita in seconda posizione, grazie all'acquisizione dell'attività di distribuzione e vendita di gas diversi dal gas naturale dalla Società Italiana Gas Liquidi, che nel 2021 occupava la tredicesima posizione. Il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in Provincia di Pavia, è quindi passato in terza posizione con una quota scesa sotto il 10% (era al 10,7% nel 2021), a causa della riduzione del gas distribuito da 4 a 3,4 M(m<sup>3</sup>). 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. Con 2,7 M(m<sup>3</sup>) distribuiti (erano 3,1 nel 2021), al quarto posto si trova Eni, quest'anno con una quota in aumento all'8,7%, dall'8,5% del 2021. In quinta posizione è entrata infine la nuova società Janagas, che alla fine del 2022 ha acquisito da Sarda Reti Gas dodici concessioni di distribuzione e vendita di GPL, con relative reti e impianti, in diversi Comuni della Sardegna, il cui capitale sociale è stato subito dopo interamente acquisito dal gruppo Italgas.

Una minore concentrazione, ma in lieve aumento, caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 23,1%, Eni con il 10,7% e Janagas con l'8,6%) hanno distribuito il 42,5% del totale, i primi cinque (che si ottengono aggiungendo ai tre menzionati anche Butan Gas e Centria) il 53,4%. Nel 2021 la quota dei primi tre operatori (gli stessi, con Sarda Reti Gas al posto di Janagas) era del 38,5%, quella dei primi cinque (ancora le stesse imprese) era pari al 48,9%.

## Prezzi e tariffe

### Tariffe per l'uso delle infrastrutture

#### Trasporto

Nel marzo 2019 l'Autorità ha approvato<sup>30</sup> i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas per il periodo 2020-2023 (Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale – RTTG). Con tali disposizioni, che attuano il regolamento (UE) n. 460/2017 finalizzato all'armonizzazione delle strutture tariffarie del trasporto del gas all'interno dell'Unione europea (codice TAR), si è passati dalla metodologia "a matrice", adottata nel 2001, a quella della "distanza (percorsa)<sup>31</sup> ponderata per la capacità (impegnata)", prevista dal codice TAR. Poiché tale codice non consente la coesistenza di più metodi tariffari, sono stati eliminati i preesistenti corrispettivi "a francobollo", volti a coprire i costi di capitale delle parti terminali del sistema di trasporto (le reti regionali). Tali costi sono ora coperti allo stesso modo della parte principale del sistema (la rete nazionale), ovvero attraverso i corrispettivi applicati alle capacità di trasporto impegnate. Come in precedenza, vi sono corrispettivi di entrata e di uscita, i cui proventi devono consentire di recuperare, rispettivamente, il 28 e il 72 per cento dei costi di capitale complessivi del sistema. Relativamente ai corrispettivi di uscita, è stata eliminata la differenziazione tra le sei aree di prelievo in cui era suddiviso il territorio nazionale<sup>32</sup> ed è stata prevista un'unica distinzione, a seconda che il punto di uscita sia più o meno distante di 15 km dalla rete nazionale. Sono state invece confermate le differenziazioni relative ai punti di uscita verso le esportazioni e i siti di stoccaggio. Infine, per quanto riguarda i costi di gestione (costi operativi, perdite di rete, autoconsumi, gas non contabilizzato, permessi di emissione), gli stessi devono essere recuperati attraverso un corrispettivo applicato alle quantità di gas prelevate nei punti di uscita dal sistema. Le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto del gas naturale presentate dalle imprese per l'anno solare 2023 (Tav. 3.46) sono state approvate nel mese di maggio 2022<sup>33</sup>.

<sup>30</sup> Delibera 29 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

<sup>31</sup> Distanza tra punto di entrata e punto di uscita dalla rete di trasporto del gas.

<sup>32</sup> Coincidenti con i sei ambiti tariffari della distribuzione gas.

<sup>33</sup> Delibera 31 maggio 2022, 233/2022/R/gas.

**TAV. 3.46** Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2023**Corrispettivo unitario variabile (commodity) (in €/S(m<sup>3</sup>))**

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV <sub>U</sub>	0,0069920
CV <sub>FC</sub>	-

**Corrispettivi unitari di capacità (in €/anno/S(m<sup>3</sup>)/giorno)**

CP <sub>E</sub> – CORRISPETTIVI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	3,208491	Tarvisio	1,317727
Gela	2,941395	Gorizia	1,237010
Passo Gries	1,309781	Melendugno	2,133742
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	1,068528	GNL Cavarzere	0,965054
GNL OLT Livorno	1,284901		
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Italgas Storage			0,467787
10 hub di aggregazione dei 92 campi di produzione nazionale di gas naturale o biometano			
Produzione Hub 1 – Nord Occidentale	0,852486	Produzione Hub 2 – Nord Orientale	0,845975
Produzione Hub 3 – Rubicone	0,875385	Produzione Hub 4 – Falconara	1,000593
Produzione Hub 5 – Pineto	1,160661	Produzione Hub 6 – San Salvo	1,365902
Produzione Hub 7 – Candela	1,516806	Produzione Hub 8 – Monte Alpi	1,828994
Produzione Hub 9 – Crotone	2,279243	Produzione Hub 10 – Gagliano	2,744635
CPU – CORRISPETTIVI DI USCITA			
6 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	2,967050	Passo Gries	3,280872
Gorizia	2,629669	Tarvisio	3,265130
Repubblica di San Marino	2,130504	Melendugno	3,627945
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Italgas Storage			1,167947
Punti di riconsegna per i prelievi sul territorio italiano			
Distanti meno di 15 Km dalla rete nazionale	2,556618	Distanti più di 15 Km dalla rete nazionale	2,703044

**Corrispettivi per il servizio di misura (in €/anno/S(m<sup>3</sup>)/giorno)**

CM	
CM <sup>T</sup>	0,101164
CM <sup>CF</sup>	0,441043

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, ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, le seguenti componenti tariffarie aggiuntive<sup>34</sup>:

- $GS_T$ , 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;
- $CRV^{ST}$ , 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 2023, le componenti  $GS_T$ <sup>35</sup>,  $RE_T$ <sup>36</sup> e  $UG_{3T}$ <sup>37</sup> sono state azzerate, la  $CRV^{BL}$  ammonta<sup>38</sup> a 1,35 c€/m<sup>3</sup>, la  $CRV^{CS}$  è pari<sup>39</sup> a 0,2675 c€/m<sup>3</sup>, la  $CRV^{FG}$  è stata azzerata<sup>40</sup>, la  $CRV^{OS}$  è pari<sup>41</sup> a 3,64 c€/m<sup>3</sup>, la  $CRV^{ST}$  ammonta<sup>42</sup> a 6,5 c€/m<sup>3</sup>, mentre la  $CRV^I$  è pari<sup>43</sup> a 0,00053 c€/m<sup>3</sup>.

## Rigassificazione

Nel novembre 2019 l'Autorità ha definito i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto per il periodo 2020-2023<sup>44</sup>. Sono stati sostanzialmente confermati i criteri di riconoscimento dei costi del servizio seguiti in precedenza, mentre nell'articolazione degli importi a carico degli utenti sono stati introdotti due nuovi corrispettivi a copertura dei costi variabili: l'elemento  $C_{CP}$ , a copertura dei costi monetari

34 Art. 36, allegato A, delibera 29 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

35 Art. 3, delibera 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com, e art. 2, delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com.

36 Art. 3, delibera 735/2022/R/com e allegata tabella 9.

37 Art. 5, delibera 735/2022/R/com e delibera 28 settembre 2021, 401/2021/R/gas.

38 Art. 3, delibera 735/2022/R/com e art. 3, delibera 29 settembre 2022, 462/2022/R/com.

39 Art. 3, delibera 735/2022/R/com, art. 3, delibera 462/2022/R/com e art. 2, delibera 29 marzo 2021, 123/2021/R/com.

40 Art. 3, delibera 735/2022/R/com.

41 Art. 3, delibera 735/2022/R/com e art. 3, delibera 462/2022/R/com.

42 Art. 3, delibera 735/2022/R/com e art. 3, delibera 462/2022/R/com.

43 Art. 3, delibera 735/2022/R/com e punto 1, delibera 22 marzo 2022, 118/2022/R/gas.

44 Delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

associati ai consumi della catena di rigassificazione, e l'elemento  $C_{ETS}$ , a copertura dei costi relativi al sistema di *Emission Trading*.

Nel giugno 2022 l'Autorità ha approvato<sup>45</sup> le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione relative all'anno 2022, presentate dalle società GNL Italia per il terminale di Panigaglia, Terminale GNL Adriatico per l'impianto di Rovigo e OLT Offshore LNG Toscana per il terminale di Livorno (Tav. 3.47).

**TAV. 3.47** Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2023

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	$C_{GS}$ (€/m <sup>3</sup> liquido/anno)	5,697892	20,123019	24,315501
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	$C_{RS}$ (€/m <sup>3</sup> liquido/anno)	0,137043	-	0,082545
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	$Q_{CP}$ (per m <sup>3</sup> consegnato)	1,41%	0,26%	1,07%
Corrispettivo unitario a copertura dei costi di natura monetaria associati ai consumi della catena di rigassificazione	$C_{CP}$ (€/m <sup>3</sup> liquido/anno)	1,631228	-	-
Corrispettivo unitario a copertura dei costi relativi al sistema di <i>Emission Trading</i>	$C_{ETS}$ (€/m <sup>3</sup> liquido/anno)	1,080303	0,598348	0,940983

Fonte: ARERA.

## Stoccaggio

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha approvato<sup>46</sup> i criteri di regolazione delle tariffe (RTSG) e della qualità (RQSG) del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2025).

Nell'agosto 2021 l'Autorità ha approvato<sup>47</sup> i ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio del gas naturale relativi all'anno 2022. 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 2022-2023 (Tav. 3.48), come previsto dalla regolazione. In aggiunta ai corrispettivi suddetti, alla fine del 2017 è stato introdotto<sup>48</sup> il contributo compensativo per il mancato utilizzo del territorio, a favore alle regioni, fissato in misura pari 0,00001 euro/anno per kWh di capacità di spazio conferita e applicato dal 1° aprile 2018.

**TAV. 3.48** Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2022-31 marzo 2023

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO
Corrispettivo unitario di spazio $c_s$	c€/KWh/a	0,100532	0,204029
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione $c_i$	€/KWh/g/a	6,935736	17,493078
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione $c_e$	€/KWh/ g/a	9,782643	22,367571

Fonte: Stogit ed Edison Stoccaggio.

45 Delibera 28 giugno 2022, 278/2022/R/gas, come modificata dalla delibera 29 novembre 2022, 645/2022/R/gas.

46 Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

47 Delibera 3 agosto 2021, 346/2021/R/gas.

48 Punto 3 della delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.



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<sup>CS</sup>, applicato alle quantità di gas trasportato<sup>49</sup>. Per il periodo dal 1° aprile 2022 al 31 marzo 2023 il corrispettivo CRV<sup>CS</sup> è pari a 0,002675 €/S(m<sup>3</sup>)<sup>50</sup>.

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 2019<sup>51</sup>. 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 ed Edison Stoccaggio tra marzo e settembre 2022 per l'anno termico 1° aprile 2022-31 marzo 2023.

**TAV. 3.49** *Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2022-31 marzo 2023 (capacità in GWh e prezzi in c€/kWh)*

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE
Stogit	45.951	0,014219
Edison Stoccaggio	6.212	0,022252
<b>TOTALE</b>	<b>52.162</b>	<b>0,015176</b>

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

Rispetto all'anno precedente, si registra:

- una maggiore numerosità delle aste concluse con assegnazione (da 34 a 79);
- un fortissimo calo nella capacità conferita su base d'asta, più che dimezzata (-72 TWh, 58%);
- un tracollo nei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione), passati da 0,93 €/MWh del 2021 a 0,15 €/MWh del 2022 (-84%).

Le variazioni suddette indicano una forte riduzione dell'interesse degli operatori per il servizio nel 2022, determinata dall'impennata delle quotazioni nei mercati all'ingrosso del gas in seguito all'insorgere del conflitto tra Russia e Ucraina, peraltro già elevate in precedenza per effetto del forte incremento della domanda di gas verificatosi con la ripresa delle attività economiche dopo il contenimento degli effetti della pandemia. Al riguardo, non sono risultate sufficienti le disposizioni adottate dal Governo<sup>52</sup> e dall'Autorità<sup>53</sup> nei mesi di marzo e aprile per incentivare gli operatori alla partecipazione alle aste, anche attraverso l'introduzione di nuove tipologie contratt-

49 Delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas.

50 Art. 3, delibera 28 dicembre 2022, 735/2022/R/com, art. 3, delibera 29 settembre 2022, 462/2022/R/gas, e art. 2, delibera 29 marzo 2021, 123/2021/R/com.

51 Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

52 Decreti del Ministro per la transizione ecologica del 14 marzo e del 1° aprile 2022.

53 Delibere 15 marzo 2022, 110/2022/R/gas, 8 aprile 2022, 165/2022/R/gas, e 27 aprile 2022, 189/2022/R/gas.

tuali ("contratti per differenze a due vie") finalizzate alla copertura del rischio che il prezzo del gas acquistato in fase d'asta fosse superiore a quello di vendita del gas stesso durante il periodo invernale.

Per ovviare a tale situazione, in presenza dell'ulteriore aumento della volatilità dei prezzi e della prospettiva del perdurare del conflitto in atto, con il conseguente rischio di non completare il riempimento degli stoccaggi con cui fare fronte ai fabbisogni dell'inverno 2022-2023, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha adottato nuove disposizioni in materia di sicurezza del sistema nazionale del gas. In particolare, è stato affidato a Snam Rete Gas<sup>54</sup> e al Gestore dei servizi energetici<sup>55</sup> il compito di accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali attraverso il c.d. "servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza" (STUI). L'attuazione di tale iniziativa, secondo le modalità definite dall'Autorità<sup>56</sup>, ha compensato i quantitativi di gas non acquisiti in precedenza dalle imprese in fase d'asta e ha quindi consentito di raggiungere alla fine di ottobre un grado di riempimento dei campi di stoccaggio superiore al 95%.

## Distribuzione

La Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale (RTDG) vigente per il periodo 2020-2023 è stata definita alla fine del 2019<sup>57</sup> ed è caratterizzata, tra l'altro, dai seguenti elementi:

- costi operativi iniziali (2020) sensibilmente inferiori a quelli del 2019 e differenziati secondo la dimensione dell'impresa distributrice e la densità della clientela servita;
- riduzione annua dei costi operativi dipendente dalla dimensione dell'impresa e compresa tra il 3,53%, per gli esercenti con oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, e il 6,59%, per le imprese con meno di 50.000 punti di riconsegna serviti;
- tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) identico per l'attività di distribuzione e quella di misura; per l'anno 2023 il suo valore è stato fissato<sup>58</sup> al 5,6%.

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 ( $\tau_1$ , €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione ( $\tau_{1dis}$ ), misura ( $\tau_{1mis}$ ) e commercializzazione ( $\tau_{1cot}$ ). A partire dal 1° gennaio 2015, gli elementi  $\tau_{1dis}$  e  $\tau_{1mis}$  sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile ( $\tau_3$ , €/m<sup>3</sup>) è articolata per scaglione di consumo.

54 Decreto ministeriale 22 giugno 2022, n. 253, c.d. "decreto SNAM".

55 Decreto ministeriale 20 luglio 2022, n. 287, c.d. "decreto GSE".

56 Delibera 24 giugno 2022, 274/2022/R/gas.

57 Delibera 27 dicembre 2019, 572/2019/R/gas.

58 Delibera 6 dicembre 2022, 654/2022/R/com.

**TAV. 3.50** Articolazione della quota fissa  $\tau_1$  della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2023 (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
<b><math>\tau_1</math> (dis)</b>							
da G4 a G6	41,07	33,55	39,24	33,30	46,85	58,71	1.786,72
da G10 a G40	293,32	245,95	282,36	241,66	331,93	388,69	2.116,70
oltre G40	626,90	515,99	601,60	515,88	703,85	926,26	2.654,27
<b><math>\tau_1</math> (mis)</b>							
da G4 a G6	27,14	24,19	24,27	24,59	29,68	27,70	27,70
da G10 a G40	188,68	172,07	169,47	173,29	205,20	178,74	178,74
oltre G40	402,30	360,07	360,14	368,98	434,20	424,80	424,80
<b><math>\tau_1</math> (cot)</b>	<b>1,83</b>	<b>1,83</b>	<b>1,83</b>	<b>1,83</b>	<b>1,83</b>	<b>1,83</b>	<b>1,83</b>

Fonte: ARERA.

**TAV. 3.51** Articolazione della quota variabile  $\tau_3$  della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2023 (in c€/m<sup>3</sup> e scaglioni di consumo in m<sup>3</sup>/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	8,1434	6,0056	8,1890	10,2775	14,2802	19,4757
481-1.560	7,4534	5,4968	7,4952	9,4067	13,0703	17,8256
1.561-5.000	7,4848	5,5199	7,5268	9,4463	13,1253	17,9006
5.001-80.000	5,5927	4,1245	5,6240	7,0583	9,8073	13,3755
80.001-200.000	2,8329	2,0892	2,8488	3,5753	4,9678	6,7752
200.000-1.000.000	1,3903	1,0253	1,3981	1,7547	2,4381	3,3251
Oltre 1.000.000	0,3868	0,2852	0,3890	0,4881	0,6783	0,9250

Fonte: ARERA.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2023 sono stati fissati<sup>59</sup> nel mese di dicembre dell'anno precedente, e sono riportati nella tavola 3.50 (quote fisse  $\tau_1$ ) e nella tavola 3.51 (quota variabile  $\tau_3$ ). Rispetto all'anno precedente sono lievemente aumentate sia le quote fisse (mediamente di circa un punto percentuale), sia le quote variabili (in media tre punti percentuali in più).

Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m<sup>3</sup> e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel primo trimestre 2023):

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1186 c€/m<sup>3</sup> fino a 200.000 m<sup>3</sup>/anno, 0,0600 c€/m<sup>3</sup> oltre tale soglia)<sup>60</sup>;

59 Delibera 28 dicembre 2021, 620/2021/R/gas.

60 Art. 2, delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com, e art. 3, delibera 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

- $UG_{1r}$ , a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (0,0339 c€/m<sup>3</sup> fino a 200.000 m<sup>3</sup>/anno, 0,0171 c€/m<sup>3</sup> oltre tale soglia)<sup>61</sup>;
- $UG_{2c}$ , compensazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi, che presenta un valore negativo per i clienti con consumi fino a 5.000 m<sup>3</sup>/anno. Più in dettaglio, la componente  $UG_{2c}$  è costituita da una quota fissa, pari a -26,13 €/cliente/anno, e una quota variabile (espressa in c€/m<sup>3</sup>) differenziata per fascia di consumo, i cui valori<sup>62</sup> variano da -32,3545 c€/m<sup>3</sup> per i consumi fino a 120 m<sup>3</sup>/anno, a 1,58 c€/m<sup>3</sup> per i consumi tra 5.000 e 80.000 m<sup>3</sup>/anno;
- $UG_{3INT}$ , a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità (azzerata dal 1° ottobre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali<sup>63</sup>);
- $UG_{3UJ}$ , 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 (anch'essa azzerata dal 1° ottobre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali<sup>64</sup>);
- $UG_{3FT}$ , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto (azzerata dal 1° ottobre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali<sup>65</sup>);
- 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<sup>66</sup>);
- 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 (azzerata dal 1° ottobre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali<sup>67</sup>);
- 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 servizio<sup>68</sup> (il cui valore, 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 2022 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas al netto delle imposte (ponderato con le quantità vendute), praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato di ben 116,2 c€/m<sup>3</sup> (Tav. 3.52), livello mai registrato in passato. Tale prezzo risulta più che raddoppiato (+112%) rispetto all'anno precedente (52,3 c€/m<sup>3</sup>). L'incremento, oggetto di ulteriori analisi e approfondimenti,

61 Art. 2, delibera 396/2021/R/com, e art. 3, delibera 735/2022/R/com.

62 Aggiornati dall'art. 6 della delibera 735/2022/R/gas.

63 Decreto legge 27 settembre 2021, n. 130, art. 2, delibera 396/2021/R/com, art. 3, delibera 735/2022/R/gas.

64 Delibera 401/2021/R/gas e art. 5, delibera 735/2022/R/com.

65 Delibera 401/2021/R/gas e art. 5, delibera 735/2022/R/com.

66 Decreto legge n. 130/2021, art. 2, delibera 396/2021/R/com, art. 3, delibera 735/2022/R/com.

67 Decreto legge n. 130/2021, art. 2, delibera 396/2021/R/com, art. 3, delibera 735/2022/R/com.

68 Differenza tra il Valore industriale residuo (VIR) degli impianti e il valore contabile degli stessi ai fini tariffari (*Regulatory Asset Base*).

riflette i forti aumenti nel costo della materia prima avvenuti nei mercati all'ingrosso. Esso coinvolge tutte le classi di consumo e in misura maggiore quelle più grandi, nelle quali è più elevata l'incidenza della stessa materia prima e la rapidità di aggiornamento alle quotazioni all'ingrosso.

Nella tavola 3.53 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi del 2022 per dimensione e tipologia di cliente. A differenza degli anni scorsi, non si riscontrano differenze elevate tra le classi di consumo e tra le diverse tipologie di clienti, che tendono a convergere verso la media molto più che in passato. Si discostano da questa tendenza i condomini uso domestico e la generazione termoelettrica (in particolare la classe più grande di quest'ultima, relativa a consumi annui superiori a 20 milioni di m<sup>3</sup>), che presentano valori sensibilmente superiori alla media.

**TAV. 3.52** *Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m<sup>3</sup> e classi di consumo annuo espresse in m<sup>3</sup>)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Inferiore a 5.000	60,3	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1	65,9	103,1
Tra 5.000 e 50.000	50,0	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7	55,0	117,9
Tra 50.000 e 200.000	48,3	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3	48,8	113,6
Tra 200.000 e 2.000.000	41,1	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3	38,5	101,4
Tra 2.000.000 e 20.000.000	36,9	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9	35,1	93,9
Superiore a 20.000.000	36,8	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9	52,8	130,4
<b>TOTALE</b>	<b>45,5</b>	<b>44,0</b>	<b>42,3</b>	<b>38,9</b>	<b>33,8</b>	<b>34,3</b>	<b>40,0</b>	<b>39,2</b>	<b>33,9</b>	<b>52,3</b>	<b>111,2</b>

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 2022 (in c€/m<sup>3</sup> e classi di consumo annuo espresse in m<sup>3</sup>)*

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	101,6	98,2	123,0	122,0	-	-	101,6
Condominio uso domestico	119,5	127,1	122,0	117,5	125,8	-	125,3
Attività di servizio pubblico	120,9	118,9	114,3	107,8	105,2	76,3	110,3
Commercio e servizi	116,8	114,9	113,1	101,0	96,8	91,3	108,4
Industria	114,8	112,9	109,3	100,6	92,4	108,4	99,6
Generazione elettrica	109,2	101,3	114,6	106,2	102,2	138,7	135,3
<b>TOTALE</b>	<b>103,1</b>	<b>117,9</b>	<b>113,6</b>	<b>101,4</b>	<b>93,9</b>	<b>130,4</b>	<b>111,2</b>

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nella tavola 3.54 viene mostrato lo spaccato dei clienti con usi domestici (famiglie e condomini) tra le due principali condizioni contrattuali alle quali può avvenire la fornitura per i consumi fino a 200.000 m<sup>3</sup>/anno, ovvero il servizio di tutela e il mercato libero, con dettaglio per classe dimensionale e andamento nell'ultimo decennio.

Per quanto riguarda i clienti più piccoli (fino a 5.000 m<sup>3</sup>/anno, in prevalenza singole famiglie), il mercato libero presenta valori superiori al servizio di tutela fino al 2021. Mediamente la differenza è pari al 13%, con un minimo del 2,6% nel primo anno e il massimo del 23,1% nel 2020. Nell'ultimo anno (2022) il mercato libero presenta invece un

prezzo nettamente più basso del servizio di tutela (-17,6%), per la forte diffusione in tale mercato di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno contenuto o ritardato, almeno nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni della materia prima gas avvenuta nei mercati all'ingrosso. Così, nell'ultimo anno, il prezzo nel servizio di tutela presenta un incremento dell'85,6%, contro il 40,4% del mercato libero.

**TAV. 3.54** *Prezzi medi finali a clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato (in c€/m<sup>3</sup> e classi di consumo annuo espresse in m<sup>3</sup>)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Inferiore a 5.000 m<sup>3</sup></b>											
Servizio di tutela	60,1	60,2	56,8	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0	62,3	115,7
Mercato libero	61,3	63,7	62,4	60,1	56,8	56,1	60,3	65,5	62,0	67,9	95,3
Differenziale	2,1%	5,8%	10,0%	13,9%	19,2%	16,5%	8,1%	8,3%	21,8%	8,9%	-17,6%
<b>Tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup></b>											
Servizio di tutela	48,2	52,2	44,1	44,7	37,8	39,2	46,4	48,9	39,6	49,3	115,8
Mercato libero	51,5	50,9	47,6	46,1	42,8	43,5	48,6	50,9	44,1	58,0	124,7
Differenziale	6,7%	-2,4%	8,0%	3,1%	13,1%	11,1%	4,9%	4,1%	11,1%	17,7%	7,7%
<b>Tra 50.000 e 200.000 m<sup>3</sup></b>											
Servizio di tutela	48,1	50,5	41,9	40,9	36,1	36,1	45,2	44,9	36,7	43,9	117,2
Mercato libero	48,4	43,9	41,4	41,0	37,0	36,3	43,7	44,7	37,3	56,5	122,2
Differenziale	0,6%	-13,0%	-1,1%	0,2%	2,6%	0,5%	-3,4%	-0,5%	1,6%	28,7%	4,3%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Questa minore crescita del mercato libero nell'ultimo anno si riscontra anche nelle classi dimensionali più elevate (oltre 5.000 m<sup>3</sup>/anno), ma non arriva al punto da spostare la convenienza tra i due mercati. Pertanto, per tali classi, costituite quasi interamente da impianti condominiali, il mercato libero risulta più costoso del servizio di tutela in tutti gli anni, compreso il 2022, nel quale si è solo verificato un restringimento del divario, che è sceso al 7,7% nella classe intermedia (tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup>/anno) e al 4,3% in quella più grande (tra 50.000 e 200.000 m<sup>3</sup>/anno).

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

“prodotto” regolato dall’Autorità. L’incidenza di questo segmento di consumo quest’anno è salita sensibilmente, passando dal 2,02% al 2,51% dell’intero paniere.

Poiché anche il peso dell’altro segmento energetico regolato dall’Autorità, ovvero l’energia elettrica, è salito sensibilmente (come si è visto nel Capitolo 2 di questo Volume), l’incidenza dei beni energetici regolati dall’Autorità è aumentata significativamente, passando dal 4,28% del 2021 al 5,64% del 2022. 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 7% (era il 5,76% nel 2022).

L’indice dei prezzi “Gas naturale e gas di città”, che a dicembre 2021 era pari a 121,9, nel corso del 2022 è raddoppiato, superando quota 240 nei medi di novembre e dicembre. I tassi di variazione a 12 mesi sono compresi tra il +63,4% di gennaio e il +102,4% di novembre, mentre in media d’anno l’aumento è pari al 73,7% (Tav. 3.55).

Nell’ultimo triennio i tassi di variazione dei prezzi del gas sono stati inferiori a quelli registrati per l’insieme dei beni energetici sino a settembre 2020, a cui è seguito un periodo di sostanziale uniformità (da ottobre 2020 a giugno 2021), mentre da luglio 2021 le variazioni del gas sono state nettamente superiori a quelle del complesso dei beni energetici, in media circa 20 punti in più (Fig. 3.21).

Quanto illustrato è ancora più evidente nella figura 3.22, nella quale viene confrontata la dinamica degli indicatori ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2020). L’indice del gas nel triennio presenta il suo minimo nell’estate del 2020, dopo la prima ondata pandemica; segue una risalita via via più intensa, che conduce a dicembre 2022 a un livello oltre 2,5 volte superiore a quello iniziale, mentre l’indice relativo all’insieme dei beni energetici raddoppia nel corso del triennio.

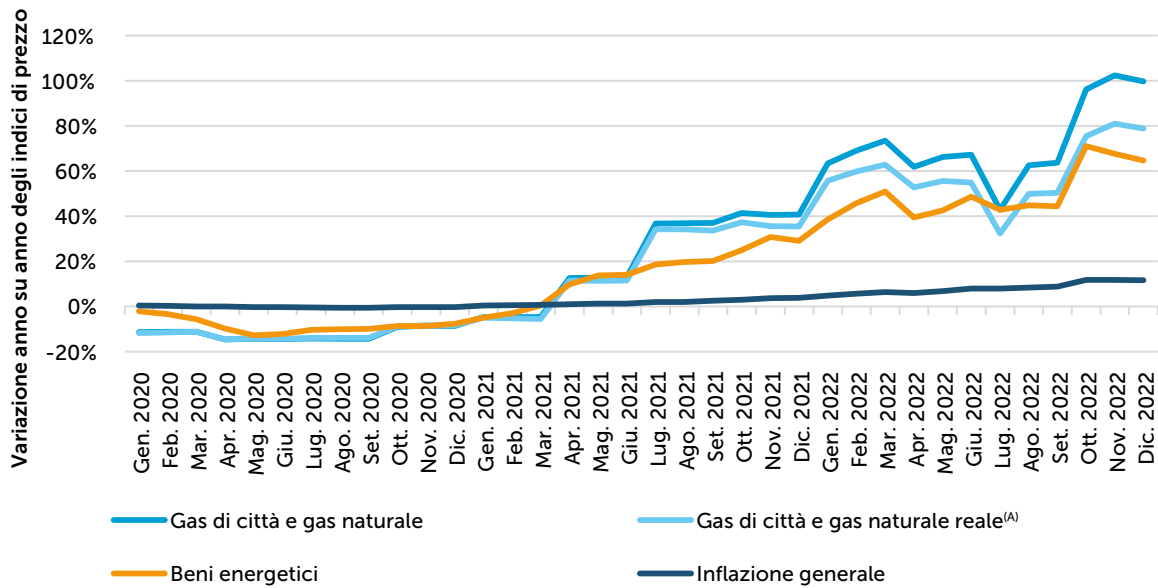
**TAV. 3.55** Numeri indice (2015 = 100) e variazioni del prezzo del segmento “gas di città e gas naturale”

MESI	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	GAS REALE <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	148,5	63,4%	108,3	4,8%	137,1	55,8%
Febbraio	154,0	69,0%	109,3	5,7%	140,9	59,9%
Marzo	158,0	73,4%	110,4	6,5%	143,1	62,9%
Aprile	152,7	61,9%	110,3	6,0%	138,4	52,8%
Maggio	157,0	66,3%	111,2	6,8%	141,2	55,7%
Giugno	157,9	67,3%	112,5	8,0%	140,4	54,9%
Luglio	153,5	42,8%	113,0	7,9%	135,8	32,3%
Agosto	174,7	62,5%	113,9	8,4%	153,4	50,0%
Settembre	176,1	63,7%	114,2	8,9%	154,2	50,3%
Ottobre	238,8	96,2%	118,1	11,8%	202,2	75,5%
Novembre	246,5	102,4%	118,7	11,8%	207,7	81,1%
Dicembre	243,4	99,7%	119,0	11,6%	204,5	78,9%
<b>ANNO 2022</b>	<b>180,1</b>	<b>73,7%</b>	<b>113,2</b>	<b>8,2%</b>	<b>158,2</b>	<b>59,9%</b>

(A) Rapporto tra l’indice di prezzo del gas e l’indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l’intera collettività.

**FIG. 3.21** Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni

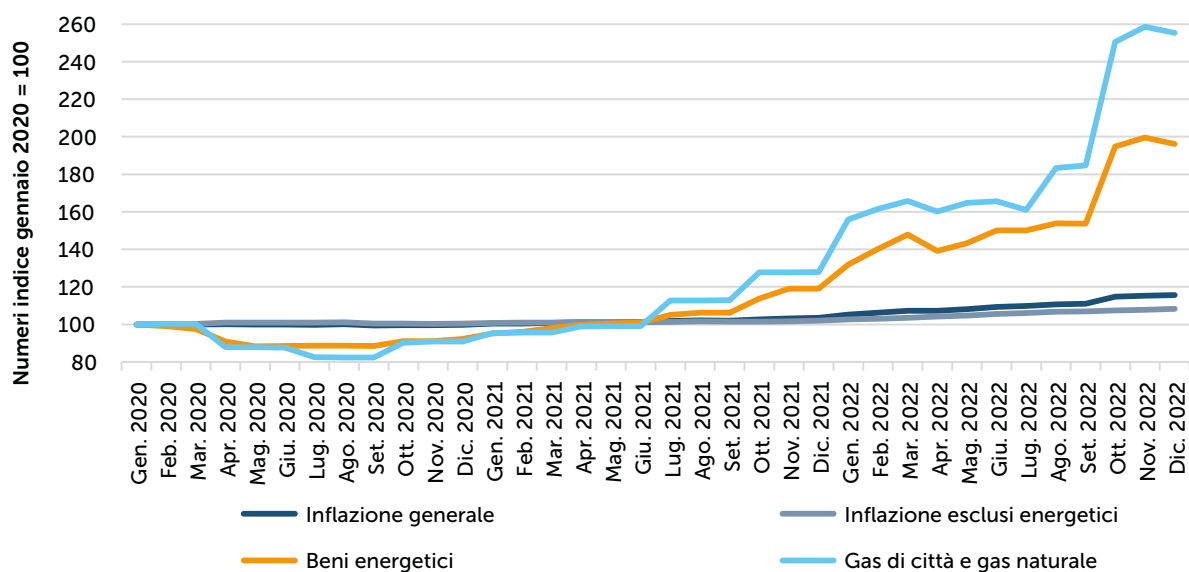


(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

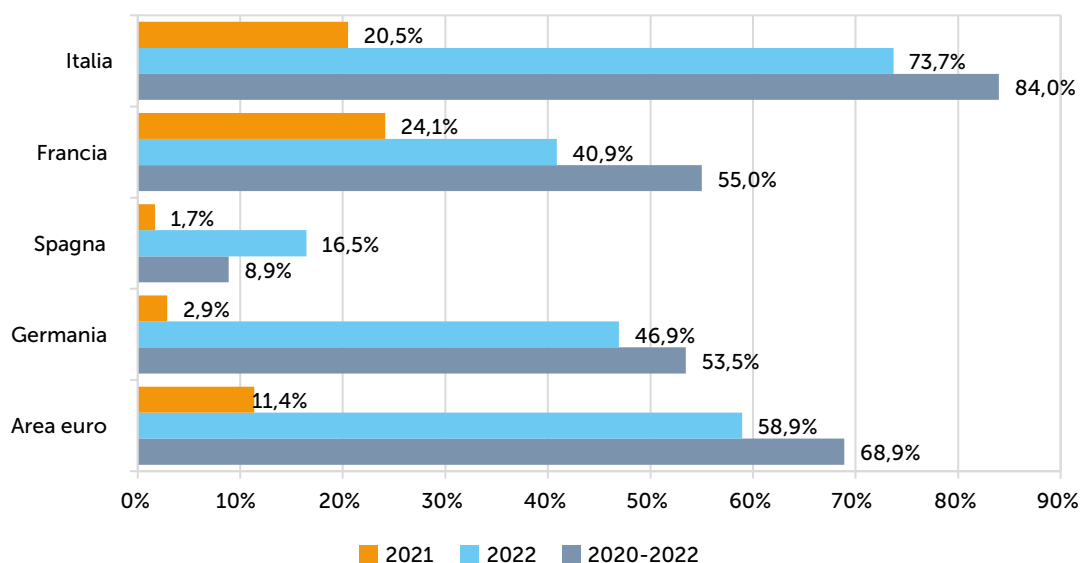
L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato anche in confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti dall'Eurostat (Fig. 3.23). Quest'analisi mostra che nel 2022 il gas ha registrato in Italia un aumento (73,7%) superiore sia alla media dell'Area euro (58,9%), sia agli altri tre principali paesi.

**FIG. 3.22** Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.



**FIG. 3.23** Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

## Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo (Fig. 3.24). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura<sup>69</sup> che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie (accanto alle loro proposte per il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m<sup>3</sup> e generalmente dotato di riscaldamento autonomo. Tale valutazione è effettuata utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che per la distribuzione, per la quale viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, che è quello avente la maggiore incidenza.

La dinamica del prezzo complessivo dipende dall'andamento della componente materia prima gas, per il cui aggiornamento nel 2013 è stato progressivamente sostituito il riferimento al prezzo del petrolio, quale risultante dai contratti a lungo termine, con i prezzi risultanti nei mercati a breve termine del gas (mercati *spot*), allora caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta<sup>70</sup>.

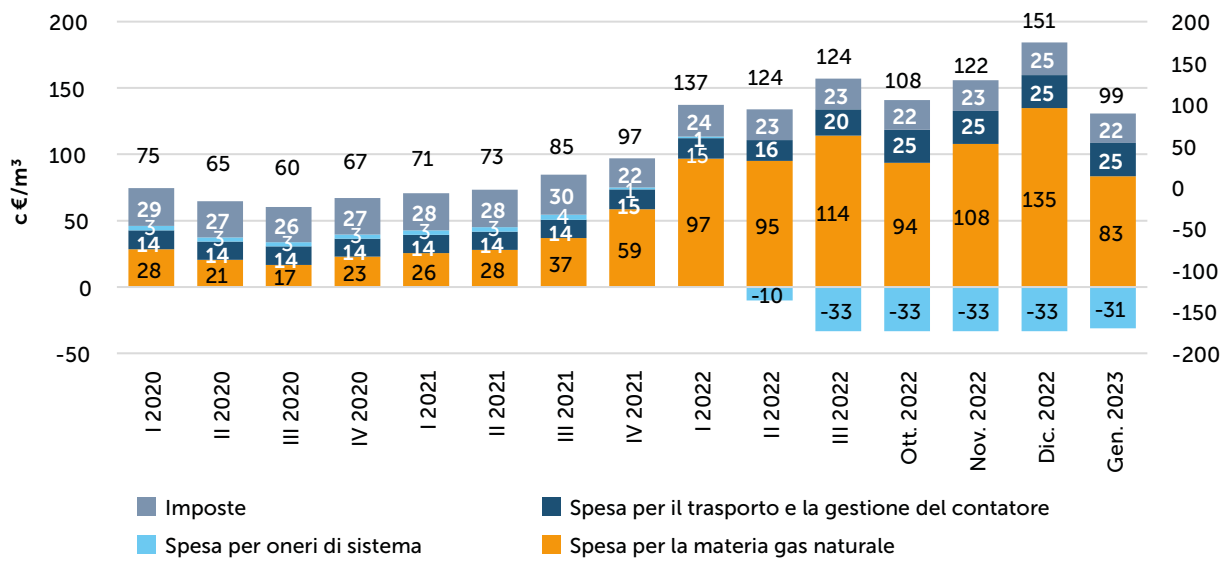
Il sistema di calcolo della materia prima introdotto nel 2013 e la progressiva contrazione della domanda internazionale di gas hanno determinato una sistematica riduzione del prezzo del consumatore tipo sino alla prima metà del 2016. In seguito vi è stata una fase di moderata crescita, ma nel secondo trimestre del 2019 vi è stata una nuova inversione di tendenza, riconducibile dapprima al rallentamento della crescita economica e poi al brusco abbassamento delle quotazioni nei mercati all'ingrosso verificatosi all'insorgere dell'evento pandemico, con conseguenti forti diminuzioni nella componente relativa all'approvvigionamento della materia prima che ha più che dimezzato il suo valore nel terzo trimestre 2020, quando il prezzo complessivo è tornato su valori di quindici anni prima (circa

69 Introdotta con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e attualmente disciplinate dall'allegato A (TIVG) alla delibera ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

70 Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 ("Cresci Italia"), l'Autorità con delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas, ha previsto che dal secondo trimestre 2013 l'aggiornamento della materia prima venisse calcolato, per una quota del 20%, in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF).

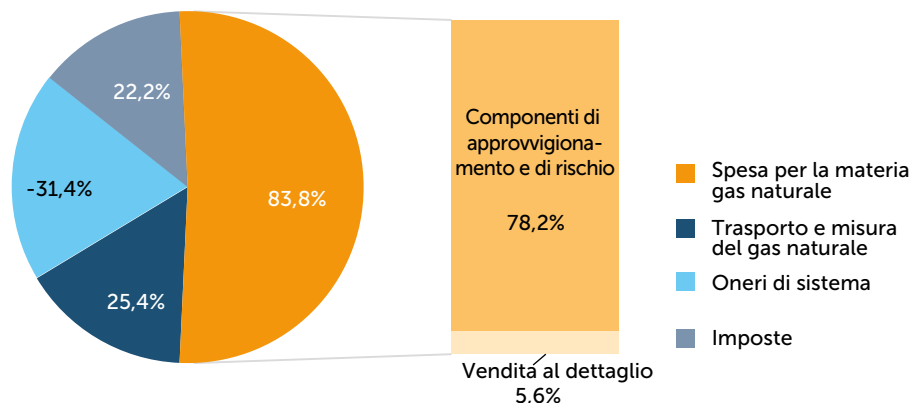
60 c€/m<sup>3</sup>). Successivamente, vi è stata una vigorosa ripresa economica che ha trainato la domanda di energia a livelli anche superiori alle disponibilità dell'offerta, con conseguenti tensioni e forti aumenti di prezzo nei mercati energetici internazionali. La componente materia prima gas ha rispecchiato tale evoluzione e in poco più di un anno è aumentata di circa otto volte, mentre il prezzo complessivo (135,6 c€/m<sup>3</sup> a gennaio 2022) è più che raddoppiato rispetto al minimo del 2020 e ha superato del 46% il precedente massimo storico di inizio 2013 (92,8 c€/m<sup>3</sup>). Ovviamente tali incrementi sarebbero stati ancora più elevati se non vi fossero state le riduzioni delle componenti relative agli oneri di sistema e alle imposte adottate dal Governo e dall'Autorità.

**FIG. 3.24** Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m<sup>3</sup> e riscaldamento individuale)



Fonte: ARERA.

**FIG. 3.25** Composizione percentuale al 1° gennaio 2023 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m<sup>3</sup> e riscaldamento individuale)



Fonte: ARERA.

Al 1° gennaio 2023 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m<sup>3</sup> e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.25) è costituito per l'83,4% da componenti a copertura dei costi e per il restante 17,6% dalle imposte che gravano sul gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). La spesa per la materia prima

(comprensiva dei costi di vendita) incide sul prezzo complessivo del gas per il 71,3%, i costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura per il 10,2%, mentre gli oneri di sistema<sup>71</sup> rappresentano l'1%.

La tavola 3.56 mostra, infine, il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale al 1° gennaio 2022.

**TAV. 3.56** Imposte sul gas a gennaio 2022 (in c€/m<sup>3</sup>)

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI		
	Fascia di consumo annuo	< 120 m <sup>3</sup>	120-480 m <sup>3</sup>	480-1.560 m <sup>3</sup>	> 1.560 m <sup>3</sup>	< 1,2 M(m <sup>3</sup> )	> 1,2 M(m <sup>3</sup> )
<b>ACCISA</b>							
Normale		4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno <sup>(A)</sup>		3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
<b>ADDIZIONALE REGIONALE<sup>(B)</sup></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 <sup>(A)</sup>		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 <sup>(C)</sup>		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 Regione 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; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti e alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o dagli accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise.

(C) Di norma l'aliquota IVA è pari al 10% per gli usi industriali e per gli usi civili con consumi fino a 480 m<sup>3</sup>/anno e al 22% per gli usi civili con consumi superiori. L'aliquota del 5% è temporaneamente fissata da alcuni provvedimenti governativi: inizialmente stabilita per il IV trimestre 2021, la riduzione è stata prorogata per tutto il 2022.

Fonte: elaborazione ARERA.

<sup>71</sup> 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).

## Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il titolo III del TIVG, gli esercenti la vendita di gas devono applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai clienti finali con fornitura di GPL o di gas manifatturati 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 2011<sup>72</sup> 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. 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 disposto<sup>73</sup> 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)<sup>74</sup>. 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.

La componente relativa alla vendita al dettaglio è stata modificata nel 2015<sup>75</sup>, introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, pari a 36 euro per punto di riconsegna per anno<sup>76</sup>.

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.26. Le variazioni del prezzo sono determinate essenzialmente dalle oscillazioni della componente materia prima, che riflette la volatilità delle quotazioni internazionali del propano che è stata particolarmente accentuata nell'ultimo biennio, nel corso del quale si è passati dal valore minimo di 33 c€/m<sup>3</sup> del

72 Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

73 Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.

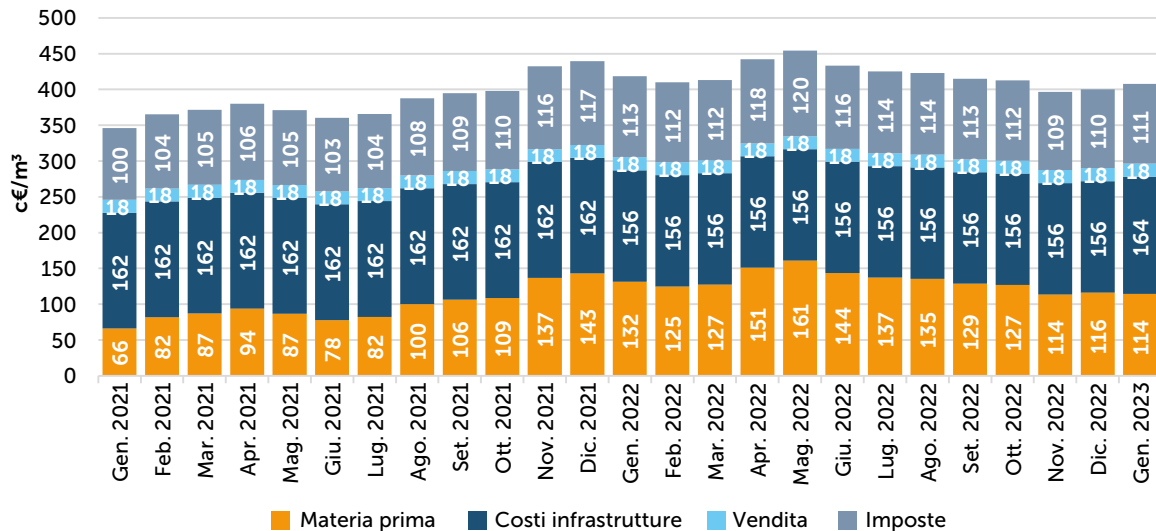
74 Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

75 Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.

76 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.

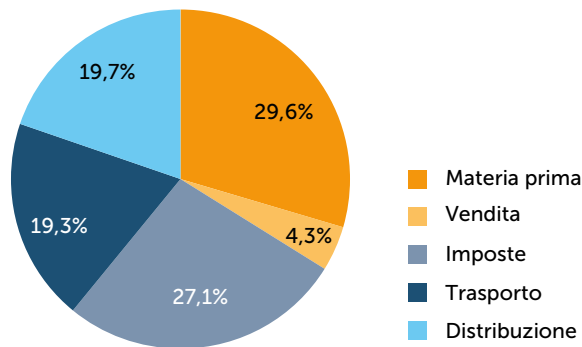
maggio 2020, in concomitanza con il completo dispiegarsi della prima ondata pandemica, al massimo di 161 c€/m<sup>3</sup> del maggio 2022, che risente delle turbolenze indotte dall'inizio della guerra in Ucraina.

**FIG. 3.26** Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m<sup>3</sup>)



Fonte: ARERA.

**FIG. 3.27** Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m<sup>3</sup>) al 1° gennaio 2023



Fonte: ARERA.

La composizione del prezzo al 1° gennaio 2023 (Fig. 3.27) per una famiglia italiana che consuma 200 m<sup>3</sup> di GPL è pari a 407,6 c€/m<sup>3</sup> e risulta costituito per il 72,7% da componenti a copertura dei costi e per il restante 27,3% da imposte. Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo per il 28,1%, la commercializzazione al dettaglio per il 4,4%, la distribuzione su rete locale per il 20,3%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione costituiscono il 19,9%.

## Qualità del servizio

### Sicurezza e continuità 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.

Le tavole riportate in queste pagine illustrano l'andamento relativo alle attività regolamentate da tale delibera con riferimento all'anno 2022. 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.

Nell'ambito della rete di trasporto, il numero di punti di immissione di biometano al 31 dicembre 2022 è pari a 57, valore che segna un incremento del 36% rispetto ai 42 punti di immissione presenti al 31 dicembre 2021.

**TAV. 3.57** Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2022

LUNGHEZZA RETI	KM
Estensione della rete al 31 dicembre 2021	35.037
Estensione della rete al 31 dicembre 2022	35.211
Lunghezza della rete sottoposta a sorveglianza	35.076
Lunghezza della rete sottoposta a ispezione non invasiva	12.708
Lunghezza della rete ispezionata con "pig" <sup>(A)</sup>	1.602
Percentuale di rete ispezionata con "pig"	4,5%

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

**TAV. 3.58** Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2022

LUNGHEZZA RETI	KM
Rete maggiormente esposta a condizioni di rischio	17.609
- di cui ispezionabile con "pig" <sup>(A)</sup>	14.206
Lunghezza della rete sottoposta a sorveglianza	18.788
Lunghezza della rete sottoposta a ispezione	9.896
Lunghezza della rete ispezionata con "pig" <sup>(A)</sup>	1.602

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

**TAV. 3.59** *Protezione catodica delle reti nel 2022*

ESTENSIONE RETI	KM
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	35.107
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	84
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	10
<b>ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO</b>	<b>35.201</b>
<b>Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace</b>	<b>99,9%</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

**TAV. 3.60** *Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2022*

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.438
Sistemi non telesorvegliati	33
<b>PERCENTUALE DI SISTEMI TELESORVEGLIATI</b>	<b>99%</b>
Punti di misura telesorvegliati	16.143
Punti di misura non telesorvegliati	23.147
<b>PERCENTUALE DI PUNTI DI MISURA TELESORVEGLIATI</b>	<b>41%</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

**TAV. 3.61** *Impianti di odorizzazione nel 2022*

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
<b>CLIENTI AL 31 DICEMBRE 2020</b>	
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto	5.746
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto con uso domestico o similare	2.255
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto a cui viene odorizzato il gas riconsegnato	984
<b>IMPIANTI</b>	
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	159
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	13

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

**TAV. 3.62** *Numero di emergenze di servizio*

CAUSE	2021	2022
Per cause di forza maggiore	4	1
Per causa di terzi	4	3
Per causa dell'impresa di trasporto	4	9
Mancata copertura del fabbisogno gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0	0
<b>TOTALE</b>	<b>12</b>	<b>13</b>
<b>Numero di emergenze che hanno determinato interruzioni del servizio</b>	<b>12</b>	<b>13</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

**TAV. 3.63** Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio

ADESIONI	2021	2022
Adesioni degli utenti	180	134
Adesioni delle imprese distributrici	157	167
<b>TOTALE ADESIONI</b>	<b>337</b>	<b>301</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

**TAV. 3.64** Dispersioni localizzate

ADESIONI	2021	2022
Dispersioni localizzate da attività ispettiva	9	37
Dispersioni localizzate su segnalazione di terzi	19	16
<b>TOTALE DISPERSIONI LOCALIZZATE</b>	<b>28</b>	<b>53</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

**TAV. 3.65** Eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite di gas

EVENTI	2021	2022
Numero di eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite controllate di gas	8.439	10.123
Numero di eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite incontrollate di gas	21	24
<b>TOTALE EVENTI CHE HANNO DATO LUOGO A FUORIUSCITE DI GAS</b>	<b>8.460</b>	<b>10.147</b>
<b>Volume complessivo (m<sup>3</sup> standard)</b>	<b>4.930.482</b>	<b>3.887.718</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

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.

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).

**TAV. 3.66** Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2022

NUMERO E DURATA	INTERRUZIONI CON PREAVVISO	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO	
		DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO	NON DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO
Numero di interruzioni	501	27	2
Numero di utenti coinvolti	10.708	464	2
Numero di city gate coinvolti	229	16	0
Durata media (ore)	14	33	4
Numero di interventi con carro bombolaio organizzati e attivati dall'impresa di trasporto	189	14	0

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.



**TAV. 3.67** Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2022

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	182
Adesioni delle imprese distributrici	142
<b>TOTALE ADESIONI</b>	<b>324</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

**TAV. 3.68** Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2022

PDR ATTIVI AL 31 DICEMBRE 2022	RELATIVI A CLIENTI FINALI ALLACCIATI DIRETTAMENTE ALLA RETE DI TRASPORTO	RELATIVI A CITY GATE
<b>Rilevazione in continuo della pressione minima su base oraria</b>		
PdR con capacità conferita $\geq 100.000$ S(m <sup>3</sup> )/g	206	532
PdR con capacità conferita compresa tra 50.000 e 100.000 S(m <sup>3</sup> )/g	187	467
<b>Rilevazione non in continuo della pressione minima su base oraria</b>		
PdR con capacità conferita $\geq 100.000$ S(m <sup>3</sup> )/g	0	0
PdR con capacità conferita compresa tra 50.000 e 100.000 S(m <sup>3</sup> )/g	0	0

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

**TAV. 3.69** Casi di mancato rispetto nel 2022 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna

CASI DI MANCATO RISPETTO	NUMERO
<b>In base alla causa</b>	
Causa di forza maggiore	0
Causa di terzi	0
Mancata copertura del fabbisogno di gas	0
Causa dell'impresa di trasporto	31
<b>Per tipo di punto di riconsegna</b>	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	5
City gate	26
<b>TOTALE</b>	<b>31</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

**TAV. 3.70** Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2022

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	19	1,3	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato relative a sessioni di aggiustamento (art. 28)	5 giorni lavorativi	30	1,1	0
Tempo di ripristino di un applicativo informatico a seguito di un malfunzionamento (art. 29)	6 ore	175	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	117	17,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura (art. 31)	10 giorni lavorativi	34	3,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte (art. 32)	5 + 15 giorni lavorativi	1.887	1,4	0
Tempo di risposta motivata a reclami scritti (art. 33)	20 giorni lavorativi	3	0,6	0
<b>TOTALE</b>	-	<b>2.269</b>	-	-

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

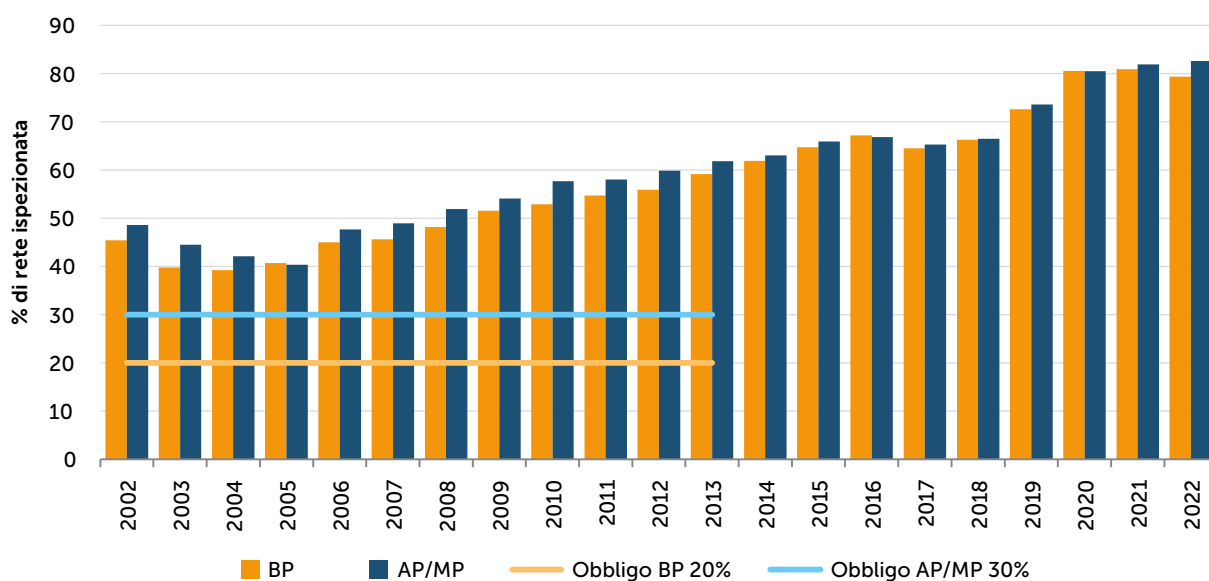
## Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

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)<sup>77</sup> 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 2002 (o successivi) al 2022, in altri casi rappresentano l'esito all'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione Annuale*.

<sup>77</sup> Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 569/209/R/gas.

FIG. 3.28 Percentuale di rete ispezionata dal 2002



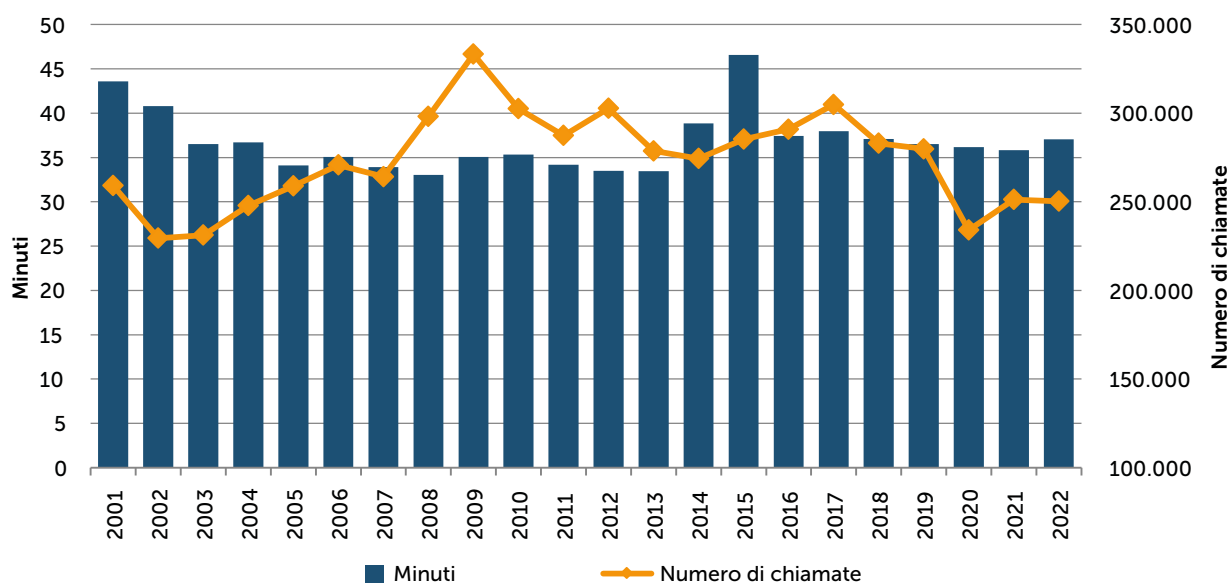
Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La figura 3.28 mostra la quantità di rete ispezionata annualmente dal 2002 al 2022, elemento importante in quanto l'ispezione della rete ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni, favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza. Fino al 2013 la regolazione prevedeva un obbligo minimo annuo, mentre dal 2014 ha introdotto un obbligo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio per la rete in alta/media pressione (AP/MP) o nel quadriennio mobile per la rete in bassa pressione (BP). Per esigenze di comparazione con le *performance* registrate fino al 2013, il dato è esposto come percentuale annuale di rete ispezionata anche per gli anni successivi al 2013. Rispetto al 2021 si registra, per il 2022, un lieve aumento della percentuale di ispezione della rete in AP/MP e una lieve diminuzione dell'ispezione della rete in BP.

Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.29 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2022. Il valore medio nazionale è pari a circa 37 minuti, lievemente aumentato rispetto al 2021. L'obbligo prevede una percentuale minima annua di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti pari al 90%.

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. 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.

L'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, 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.

**FIG. 3.29** Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

Le tavole 3.71 e 3.72 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2021 e 2022, suddivise per localizzazione, cioè a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la ripartizione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazioni da parte di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata 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 all'ora della sua localizzazione. A partire dai dati del 2021 vengono incluse le dispersioni relative ai gas diversi dal gas naturale.

**TAV. 3.71** Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	748	590	1.236	2.329	4.903
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	620	585	1.243	3.162	5.610
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.050	1.350	2.119	36.264	41.783
Su gruppo di misura	585	20	86	603	1.294
<b>TOTALE ANNO 2021<sup>(A)</sup></b>	<b>4.003</b>	<b>2.545</b>	<b>4.684</b>	<b>42.358</b>	<b>53.590</b>
Su rete	761	458	1.379	2.620	5.218
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	783	505	1.124	3.299	5.711
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.228	496	1.434	35.356	39.514
Su gruppo di misura	207	11	86	447	751
<b>TOTALE ANNO 2022</b>	<b>3.979</b>	<b>1.470</b>	<b>4.023</b>	<b>41.722</b>	<b>51.194</b>

(A) I valori del 2021 includono rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

**TAV. 3.72** Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
<b>Su rete</b>	1.280	362	367	924	2.933
<b>Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata</b>	2.312	740	602	1.075	4.729
<b>Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea</b>	17.604	4.405	4.238	31.293	57.540
<b>Su gruppo di misura</b>	5.992	929	1.088	7.562	15.571
<b>TOTALE ANNO 2021<sup>(A)</sup></b>	<b>27.188</b>	<b>6.436</b>	<b>6.295</b>	<b>40.854</b>	<b>80.773</b>
<b>Su rete</b>	1.167	307	344	819	2.637
<b>Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata</b>	2.323	739	635	991	4.688
<b>Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea</b>	15.593	3.805	4.095	32.665	56.158
<b>Su gruppo di misura</b>	5.054	883	908	6.412	13.257
<b>TOTALE ANNO 2022</b>	<b>24.137</b>	<b>5.734</b>	<b>5.982</b>	<b>40.887</b>	<b>76.740</b>

(A) I valori del 2021 includono rettifiche dei dati.

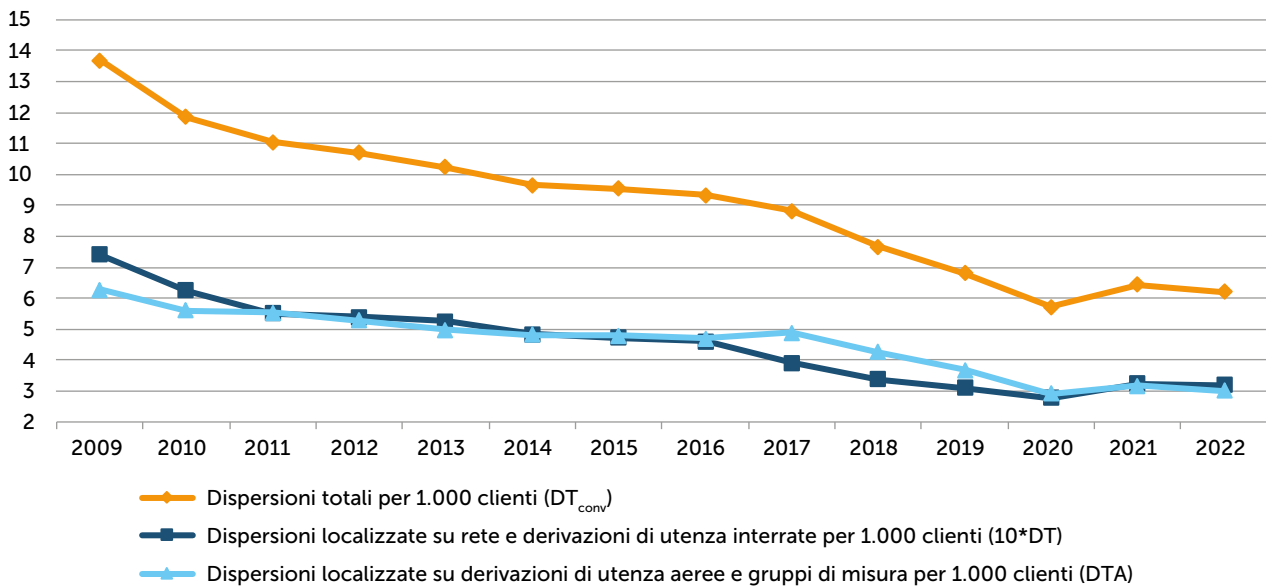
Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2021 al 2022:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti diminuiscono da 53.590 a 51.194 (di cui 97 sono relative ai gas diversi dal gas naturale); aumentano le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, salendo dalle 10.513 del 2021 alle 10.929 del 2022 (di cui 2 sono relative ai gas diversi dal gas naturale), mentre le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura diminuiscono da 43.077 del 2021 a 40.265 del 2022 (di cui 95 sono relative ai gas diversi dal gas naturale);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi diminuiscono, passando da 80.773 a 76.740 (di cui 609 relative ai gas diversi dal gas naturale); in particolare diminuiscono le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, scendendo da 7.662 dispersioni del 2021 a 7.325 del 2022 (di cui 85 sono relative ai gas diversi dal gas naturale); si registra, inoltre, una riduzione delle dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura, che passano da 73.111 nel 2021 a 69.415 nel 2022 (di cui 524 sono relative ai gas diversi dal gas naturale);
- disaggregando queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea risultano diminuite da 57.540 del 2021 a 56.158 del 2022 (di cui 434 sono relative ai gas diversi dal gas naturale); anche quelle relative ai gruppi di misura diminuiscono dalle 15.571 del 2021 alle 13.257 del 2022 (di cui 90 sono relative ai gas diversi dal gas naturale).

Nel 2022 il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti relative agli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione incentivante evidenzia (Fig. 3.30) una diminuzione, sia per le dispersioni localizzate su rete interrata (10\*DT), di norma le più pericolose, sia per quelle su rete aerea (DTA). Anche il  $DT_{conv}$  risulta in calo.

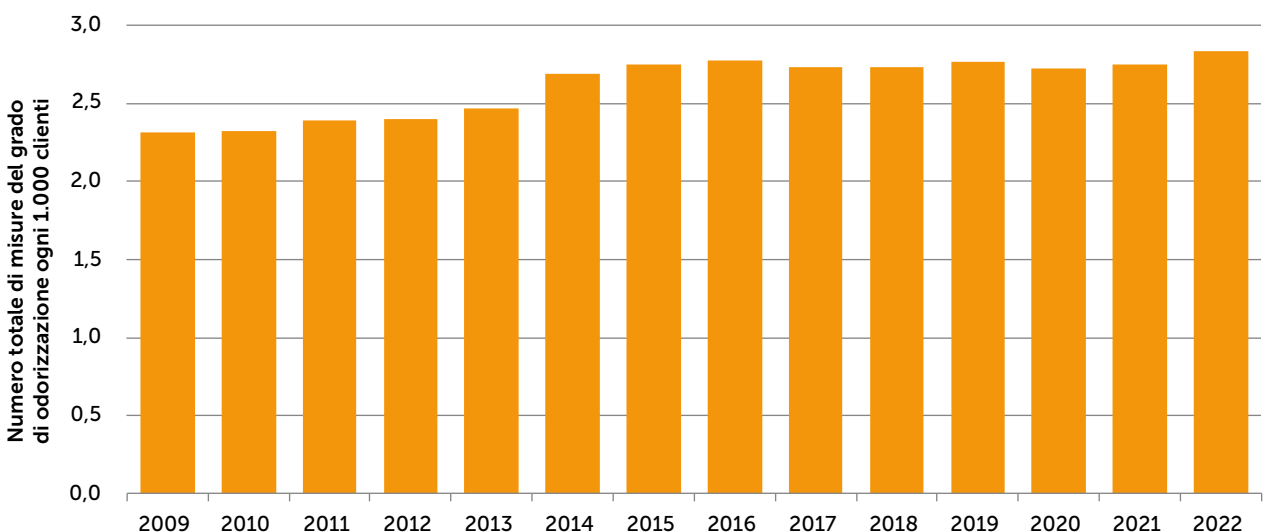
**FIG. 3.30** Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante



Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La figura 3.31 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti in relazione agli impianti in regolazione incentivante. Nel 2021 le misure aumentano. Sul numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione opera il meccanismo incentivante basato sull'aumento del numero di odorizzazioni 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, tuttavia, il premio in corrispondenza di un numero di misure del grado di odorizzazione superiore a tre volte quello minimo previsto.

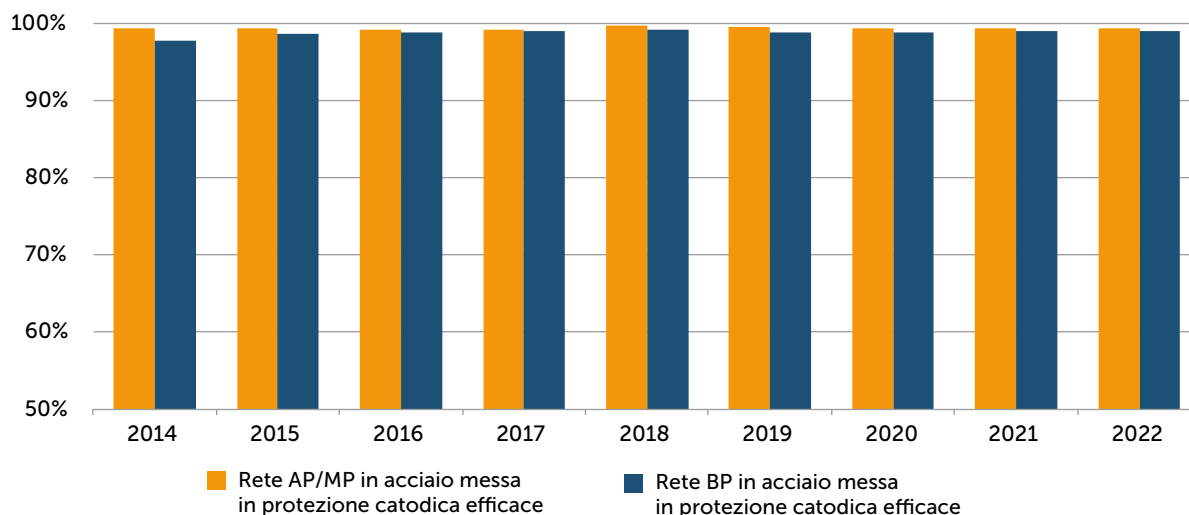
**FIG. 3.31** Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante



Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La figura 3.32 riporta la percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace, suddivisa per la rete in alta/media pressione (AP/MP) e per la rete in bassa pressione (BP).

**FIG. 3.32** Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace



Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

Passando alle *performance* delle grandi imprese di distribuzione per l'anno 2022, le tavole dalla 3.73 alla 3.77 descrivono in sintesi quanto accaduto sui temi del pronto intervento, delle ispezioni della rete effettuate, delle dispersioni registrate e dell'attività di protezione catodica.

La tavola 3.73 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento.

**TAV. 3.73** Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2022

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Italgas Reti	6.372.892	65.917	10,34	5.552	0,87	71.469
Zi Rete Gas	4.857.306	60.369	12,43	6.680	1,38	67.049
Inrete Distribuzione Energia	1.138.285	12.856	11,29	1.886	1,66	14.742
Unareti	1.058.108	10.815	10,22	1.959	1,85	12.774
Toscana Energia	797.633	8.794	11,03	1.163	1,46	9.957
Ireti	712.481	6.857	9,62	689	0,97	7.546
Centria	402.569	3.628	9,01	834	2,07	4.462
Ap Reti Gas	345.434	3.210	9,29	609	1,76	3.819
Acegasapsamga	285.485	2.022	7,08	832	2,91	2.854
Retipiù	284.886	2.900	10,18	504	1,77	3.404
Erogasmet	277.906	3.860	13,89	465	1,67	4.325

(segue)

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
V-Reti	253.780	3.418	13,47	677	2,67	4.095
Lereti	248.636	1.885	7,58	386	1,55	2.271
Ld Reti	238.880	3.216	13,46	683	2,86	3.899
Ap Reti Gas Nord Est	186.491	1.767	9,47	402	2,16	2.169
Adrigas	174.669	1.499	8,58	555	3,18	2.054
Novareti	168.470	675	4,01	433	2,57	1.108
Amg Energia	162.024	4.346	26,82	412	2,54	4.758
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.758	1.040	6,94	193	1,29	1.233
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	129.865	1.334	10,27	256	1,97	1.590
Azienda Municipale Gas	125.269	1.622	12,95	516	4,12	2.138
Adistribuzione gas	124.722	1.207	9,68	218	1,75	1.425
As Retigas	120.834	1.328	10,99	163	1,35	1.491
Edma Reti Gas	117.231	1.569	13,38	196	1,67	1.765
Società Impianti Metano	112.641	1.717	15,24	143	1,27	1.860
<b>TOTALE</b>	<b>18.846.255</b>	<b>207.851</b>	<b>11,03</b>	<b>26.406</b>	<b>1,40</b>	<b>234.257</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La tavola 3.74 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete effettuate dai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione che distribuiscono gas naturale nel periodo di riferimento. Per la rete in alta/media pressione ci si riferisce a tre anni mobili: l'anno di riferimento e i due precedenti. Per la rete in bassa pressione ci si riferisce a quattro anni mobili: l'anno di riferimento e i precedenti tre. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori del minimo previsto, pari al 100%.

**TAV. 3.74** Rete ispezionata (in km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2019-2022 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2020-2022 (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	33.624	120.730	359,1	26.670	78.514	294,4
2i Rete Gas	40.681	109.032	268,0	29.950	70.761	236,3
Inrete Distribuzione Energia	5.604	14.100	251,6	8.959	14.126	157,7
Unareti	4.178	11.124	266,2	800	1.888	236,0
Toscana Energia	4.686	15.306	326,6	3.275	9.259	282,7

(segue)



ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA NEL QUADRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA NEL TRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA
Ireti	4.277	16.463	384,9	3.511	10.515	299,5
Centria	3.155	12.435	394,1	2.762	8.148	295,0
Ap Reti Gas	4.452	14.477	325,1	2.518	5.846	232,2
Acegasapsamga	2.345	9.382	400,0	811	2.434	300,0
Retipiù	2.162	8.471	391,8	684	2.029	296,4
Erogasmet	2.515	10.061	400,0	1.228	3.683	300,0
V-Reti	1.919	7.192	374,8	886	2.283	257,6
Lereti	1.884	7.225	383,5	507	1.457	287,4
Ld Reti	2.049	7.916	386,4	898	2.573	286,4
Ap Reti Gas Nord Est	1.791	5.730	319,9	623	1.239	198,9
Adrigas	1.289	2.642	205,0	1.458	2.230	153,0
Novareti	1.707	1.770	103,6	868	910	104,9
Amg Energia	1.819	1.171	64,4	337	767	227,4
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.841	7.239	393,1	762	2.195	287,9
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.331	3.755	282,0	492	1.144	232,7
Azienda Municipale Gas	494	1.872	379,2	140	406	291,0
Adistribuzionegas	1.061	2.882	271,5	580	1.163	200,7
As Retigas	1.027	1.656	161,3	1.173	1.247	106,3
Edma Reti Gas	635	2.541	400,0	666	1.999	300,0
Società Impianti Metano	1.072	4.291	400,4	594	1.785	300,6
<b>TOTALE</b>	<b>127.602</b>	<b>399.463</b>	<b>313,1</b>	<b>91.154</b>	<b>228.601</b>	<b>250,8</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La tavola 3.75 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2022 (inclusa quella nelle reti alimentate da gas diversi dal gas naturale).

**TAV. 3.75** *Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2022 (lunghezza reti in km)*

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI			
			DA RETE ISPEZIONATA	PER KM DI RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER KM SU SEGNALAZIONI DI TERZI
Italgas Reti	61.260	60.557	29.204	0,48	17.145	0,28
Zi Rete Gas	71.587	52.016	8.621	0,17	19.100	0,27
Inrete Distribuzione Energia	14.568	8.845	1.636	0,18	6.027	0,41
Unareti	5.131	3.549	3.021	0,85	4.890	0,95
Toscana Energia	8.066	7.782	4.137	0,53	1.940	0,24
Ireti	7.859	7.814	405	0,05	3.215	0,41
Centria	6.102	5.699	113	0,02	628	0,10
Ap Reti Gas	7.067	5.197	3	0,00	889	0,13
Acegasapsamga	3.182	3.175	270	0,09	796	0,25
Retipiù	2.858	2.845	623	0,22	739	0,26
Erogasmet	3.845	3.826	59	0,02	1.217	0,32
V-Reti	2.823	2.567	101	0,04	887	0,31
Lereti	2.405	2.364	50	0,02	475	0,20
Ld Reti	2.950	2.573	62	0,02	884	0,30
Ap Reti Gas Nord Est	2.421	1.453	127	0,09	373	0,15
Adrigas	2.751	1.418	347	0,24	382	0,14
Novareti	2.696	2.671	22	0,01	213	0,08
Amg Energia	930	674	-	-	1.438	1,55
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.616	2.506	233	0,09	401	0,15
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.833	1.179	17	0,01	351	0,19
Azienda Municipale Gas	641	592	109	0,18	435	0,68
Adistribuzionegas	1.673	1.114	-	-	126	0,08
As Retigas	2.205	907	4	0,00	466	0,21
Edma Reti Gas	1.305	1.304	48	0,04	472	0,36
Società Impianti Metano	1.683	1.678	73	0,04	614	0,36
<b>TOTALE</b>	<b>220.457</b>	<b>184.305</b>	<b>49.285</b>	<b>0,27</b>	<b>64.103</b>	<b>0,29</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La tavola 3.76 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2022, con riferimento alla rete in alta/media pressione.

**TAV. 3.76** Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2022 (in km)

ESERCENTE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	17.319	16.964	355	98,0
Zi Rete Gas	22.883	22.882	1	100,0
Inrete Distribuzione Energia	8.114	8.114	-	100,0
Unareti	813	813	-	100,0
Toscana Energia	2.484	2.484	-	100,0
Ireti	3.050	3.050	-	100,0
Centria	2.244	2.244	-	100,0
Ap Reti Gas	2.242	2.242	-	100,0
Acegasapsamga	678	678	-	100,0
Retipiù	626	626	-	100,0
Erogasmet	1.127	1.127	-	100,0
V-Reti	817	817	-	100,0
Lereti	507	467	40	92,1
Ld Reti	858	858	-	100,0
Ap Reti Gas Nord Est	372	372	-	100,0
Adrigas	1.414	1.414	-	100,0
Novareti	801	801	-	100,0
Amg Energia	319	319	-	100,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	723	723	-	100,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	439	439	-	100,0
Azienda Municipale Gas	136	136	-	100,0
Adistribuzionegas	504	504	-	100,0
As Retigas	1.126	1.126	-	100,0
Edma Reti Gas	551	551	-	100,0
Società Impianti Metano	572	533	39	93,2
<b>TOTALE</b>	<b>70.719</b>	<b>70.284</b>	<b>435</b>	<b>99,4</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La tavola 3.77 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2022 con riferimento alla rete in bassa pressione.

**TAV. 3.77** Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2022 (in km)

ESERCENTE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	23.722	23.179	543	97,7
Zi Rete Gas	31.366	31.335	31	99,9
Inrete Distribuzione Energia	4.332	4.318	14	99,7
Unareti	1.184	1.172	12	99,0
Toscana Energia	3.480	3.459	21	99,4
Ireti	3.057	3.042	15	99,5
Centria	2.455	2.455	-	100,0
Ap Reti Gas	4.271	4.271	-	100,0
Acegasapsamga	1.663	1.651	12	99,3
Retipiù	2.028	2.027	1	100,0
Erogasmet	2.409	2.409	-	100,0
V-Reti	945	932	13	98,6
Lereti	1.790	1.624	166	90,7
Ld Reti	1.762	1.758	4	99,8
Ap Reti Gas Nord Est	637	637	-	100,0
Adrigas	1.279	1.279	-	100,0
Novareti	1.615	1.615	-	100,0
Amg Energia	14	14	-	100,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.785	1.785	-	100,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.172	1.172	-	100,0
Azienda Municipale Gas	415	411	4	99,0
Adistribuzionegas	802	802	-	100,0
As Retigas	950	950	-	100,0
Edma Reti Gas	547	547	-	100,0
Società Impianti Metano	1.011	986	25	97,5
<b>TOTALE</b>	<b>94.691</b>	<b>93.830</b>	<b>861</b>	<b>99,1</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

## Monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione

Il monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione è disciplinato dall'art. 26 dell'RQDG. Le tavole 3.78 e 3.79 illustrano l'implementazione da parte delle imprese distributrici di gas naturale dei sistemi di monitoraggio della pressione nelle reti di distribuzione esercite in bassa pressione.

**TAV. 3.78** Ubicazione dei punti attivi al 31 dicembre 2022 dotati di strumenti per la misurazione e registrazione dei valori della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione

UBICAZIONE	NUMERO
Rete parte interrata	3.055
Rete parte aerea	80
Derivazione utenza parte interrata	137
Derivazione utenza parte aerea	5.250
Gruppo di misura	173
Altro	114
<b>TOTALE</b>	<b>8.809</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

**TAV. 3.79** Strumenti per la misura e la registrazione dei valori della pressione installati/messi in servizio nell'anno 2022

	NUMERO
Strumenti installati	5.563
Strumenti messi in servizio	5.626

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

## Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

### Qualità del gas

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, e le sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del potere calorifico superiore (PCS) e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali.

La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto, il provvedimento prescrive la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Sulla base dei dati forniti dai trasportatori di gas naturale, si rileva che nell'anno termico 2021/2022 risultano installati 358 gascromatografi, di cui 285 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 31 nei punti di interconnessione delle reti di trasporto, 32 da giacimenti di gas naturale, 2 da impianti GNL, 1 da impianti di stoccaggio e 7 nei punti di ingresso della rete nazionale di trasporto.

## Accertamenti delle imprese di distribuzione sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le tavole 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 2022 da parte delle imprese di distribuzione di gas. In particolare, viene riportato il numero di richieste con accertamento positivo, di richieste con accertamento negativo, di impianti con fornitura sospesa e di impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

Più precisamente, gli accertamenti suddivisi per potenza termica degli impianti sono esposti nella tavola 3.80 relativamente agli impianti di utenza nuovi e nella tavola 3.81 relativamente agli impianti di utenza modificati o trasformati. Analogamente, gli accertamenti suddivisi per dimensione dell'impresa distributrice sono illustrati nella tavola 3.83 relativamente agli impianti di utenza nuovi e nella tavola 3.84 relativamente agli impianti di utenza modificati o trasformati.

Nella tavola 3.82 sono riportati i dati relativi alle verifiche eseguite dai comuni nel 2022 sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2021 il cui accertamento abbia avuto un esito positivo.

**TAV. 3.80** Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA NUOVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	92.592	1.499	31	1.871
> 35 kW e ≤ 350 kW	12.249	362	7	370
> 350 kW	424	1	1	6
<b>TOTALE</b>	<b>105.265</b>	<b>1.862</b>	<b>39</b>	<b>2.247</b>

Fonte: ARERA, su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

**TAV. 3.81** Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA MODIFICATO O TRASFORMATO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	21.080	333	25	332
> 35 kW e ≤ 350 kW	2.546	104	8	88
> 350 kW	91	3	0	2
<b>TOTALE</b>	<b>23.717</b>	<b>440</b>	<b>33</b>	<b>422</b>

Fonte: ARERA, su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

**TAV. 3.82** Verifiche eseguite nel 2022 dai comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2021 con accertamento positivo

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2021	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2021	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	116.826	8	23.928	25
> 35 kW e ≤ 350 kW	17.017	0	2.850	1
> 350 kW	416	0	111	0
<b>TOTALE</b>	<b>134.259</b>	<b>8</b>	<b>26.889</b>	<b>26</b>

Fonte: ARERA, su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

**TAV. 3.83** Accertamenti nel 2022 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributrice

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE <sup>(A)</sup>	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
<b>Grande</b>	85.997	1.274	10	1.503
<b>Media</b>	13.445	153	27	441
<b>Piccola</b>	5.823	435	2	303
<b>TOTALE</b>	<b>105.265</b>	<b>1.862</b>	<b>39</b>	<b>2.247</b>

(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: ARERA, su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

**TAV. 3.84** Accertamenti nel 2022 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributrice

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE <sup>(A)</sup>	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
<b>Grande</b>	17.526	306	8	270
<b>Media</b>	5.012	35	0	84
<b>Piccola</b>	1.179	99	25	68
<b>TOTALE</b>	<b>23.717</b>	<b>440</b>	<b>33</b>	<b>422</b>

(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: ARERA, su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

## Accertamenti delle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le tavole 3.85 e 3.86 danno conto degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas effettuati nel 2022, ai sensi della delibera 40/2014/R/gas, da parte delle imprese di trasporto del gas naturale e riportano il

numero di richieste con accertamento positivo, il numero di richieste con accertamento negativo, il numero di impianti con fornitura sospesa e quello degli impianti di utenza interessati da più di un accertamento. Gli accertamenti, suddivisi per potenza termica degli impianti, sono illustrati distintamente per gli impianti di utenza nuovi e per quelli modificati o trasformati.

**TAV. 3.85** Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA NUOVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	3	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	3	0	0	0
> 350 kW	1	0	0	0
TOTALE	7	0	0	0

Fonte: ARERA, su dati comunicati dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

**TAV. 3.86** Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA MODIFICATO O TRASFORMATO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	0	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	0	0	0	0
> 350 kW	1	0	0	0
TOTALE	1	0	0	0

Fonte: ARERA, su dati comunicati dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

## 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 tavola 3.87 contiene l'andamento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero di indennizzi automatici effettivamente pagati nell'anno. Il 2022 registra una diminuzione rispetto al 2021, sia dei casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità, sia degli indennizzi automatici effettivamente pagati. A fronte di 19.206 casi di mancato rispetto di standard specifici, nel 2022 sono stati corrisposti ai clienti finali 18.038 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a circa 920.000 euro.



**TAV. 3.87** *Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali*

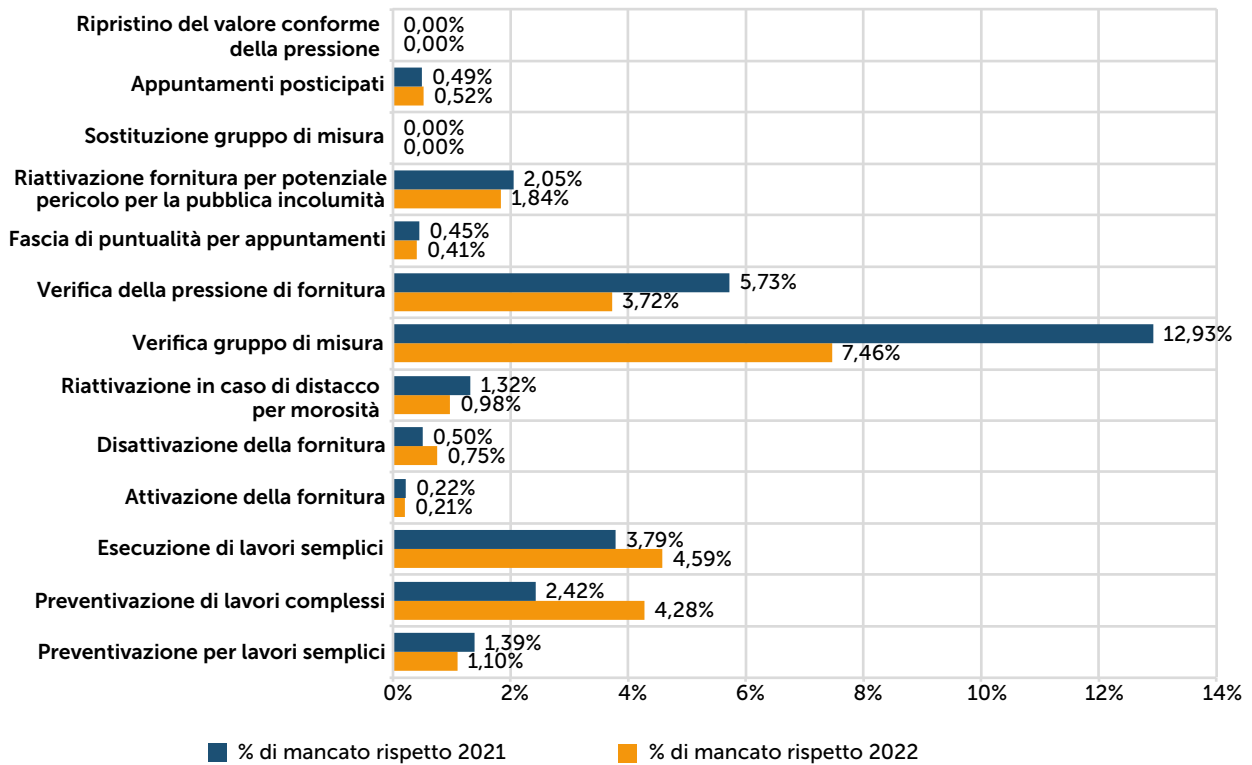
ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A INDENNIZZO AUTOMATICO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
<b>CARTA DEI SERVIZI</b>		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
1999	11.212	1.640
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
<b>REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE DELL'AUTORITÀ</b>		
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.330	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783
2010	21.172	19.468
2011	25.463	23.846
2012	18.800	19.409
2013	19.745	18.821
2014 <sup>(A)</sup>	21.358	21.151
2015	31.222	32.585
2016	33.084	36.644
2017	32.220	29.528
2018	24.108	26.756
2019	21.934	25.069
2020	15.099	12.363
2021	20.398	27.138
2022	19.206	27.138

(A) A partire dal 2014 i valori tengono conto delle rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

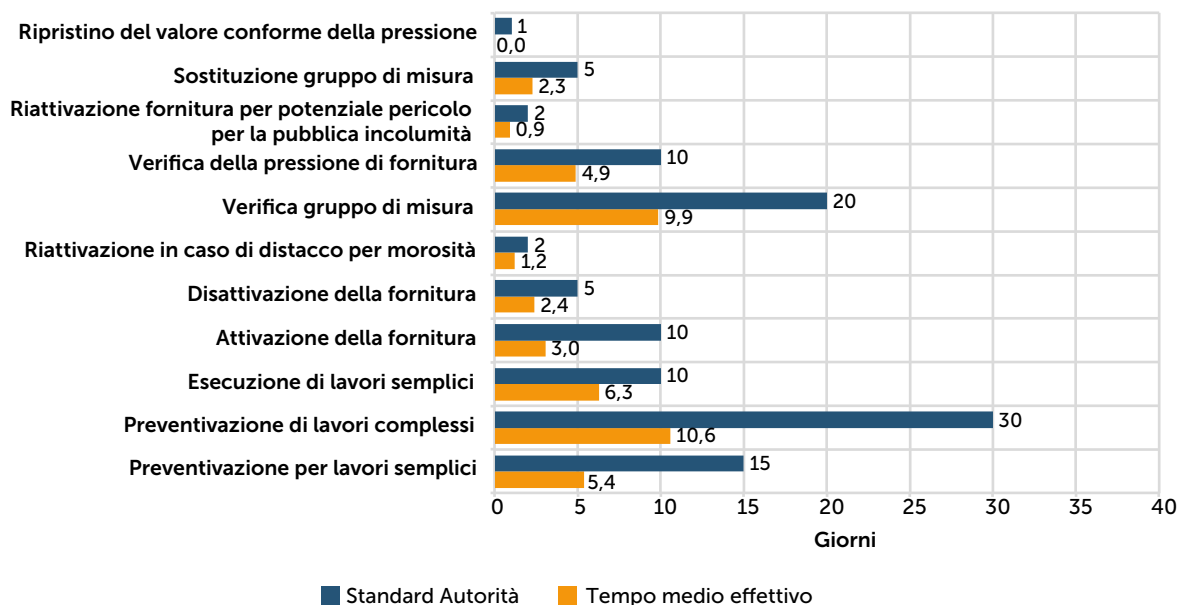
Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.33) e con riferimento a tutte le classi dei gruppi di misura, si osserva che nel 2022 la percentuale di mancato rispetto è diminuita in modo significativo rispetto all'anno precedente per le prestazioni di verifica del gruppo di misura e di verifica della pressione di fornitura, mentre è aumentata per la preventivazione di lavori complessi e per l'esecuzione di lavori semplici. Le prestazioni più numerose in termini di richieste si confermano, nell'ordine, la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati seguita dall'attivazione della fornitura.

**FIG. 3.33** Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)



Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

**FIG. 3.34** 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 2022



Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, cioè alla tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato nel 2022 (Fig. 3.34) si conferma nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

La tavola 3.88 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, mettendo a confronto gli anni 2021 e 2022.

**TAV. 3.88** *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 2021			ANNO 2022		
		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	171.374	6,1	2.416	132.747	5,4	1.499
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	4.461	11,1	97	4.299	10,6	140
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	108.676	6,2	4.188	87.436	6,3	3.162
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	614.178	3,1	2.148	552.682	3,0	1.169
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	488.553	2,5	3.201	495.457	2,4	2.939
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	147.919	1,3	2.651	136.396	1,2	1.275
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	2.057	13,4	232	2.543	9,9	140
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	161	6,6	12	149	4,9	5
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.551.864	-	9.419	1.570.432	-	5.842
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	21.121	0,9	668	24.209	0,9	473
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	4.098	1,7	0	4.511	2,3	0
Appuntamenti posticipati	2 ore	210.415	-	1.312	179.692	-	757
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	16	0,2	1	18	-	0
<b>TOTALE</b>	-	<b>3.324.893</b>	-	<b>26.345</b>	<b>3.190.571</b>	-	<b>17.401</b>

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Le prestazioni soggette a indennizzo automatico che i venditori offrono ai loro clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 sono riassunte nella tavola 3.89.

**TAV. 3.89** *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 2022*

PRESTAZIONE IN RELAZIONE AI CLIENTI FINALI ALIMENTATI IN BASSA PRESSIONE E CON GRUPPO DI MISURA FINO ALLA CLASSE G6	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	11.353	291	15.071	3,7
Altri dati tecnici (M02) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	24.175	583	86.225	5,3
Altri dati tecnici complessi (M02C) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	12 giorni lavorativi	6.800	329	19.485	7,8
<b>TOTALE</b>	-	<b>42.328</b>	<b>1.203</b>	<b>120.781</b>	-

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

## 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)<sup>78</sup> ha stabilito una serie di regole a tutela dei clienti finali e indicatori di qualità commerciale, 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 del presente Volume 1, 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 informazioni scritte sono sottoposte a standard generale.

Anche in relazione alla vendita di gas naturale, come nel settore elettrico, qualora il venditore non rispetti gli standard specifici, il cliente riceve automaticamente un indennizzo, in occasione della prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (25 euro) 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 2022 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore gas 370 venditori, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 19,5 milioni di clienti finali alimentati in bassa pressione gas.

78 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

Analizzando i dati dei tempi medi effettivi delle prestazioni richieste dai clienti nel 2022, per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione i tempi si attestano, rispettivamente, a 20,38 e a 21,04 giorni solari, al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità. Per quanto riguarda i tempi medi di rettifica di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi effettivi risultano essere pari a 19,08 giorni solari. Anche i tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazione, con una media di 9,45 giorni solari, risultano essere largamente inferiori allo standard generale (Tav. 3.90).

**TAV. 3.90** *Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2022 (in giorni solari)*

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	20,38
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 <sup>(A)</sup>	-	21,04
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	19,08
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	9,45

(A) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

Le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto complessivamente 167.675 reclami scritti, in aumento rispetto all'anno precedente (7,2%); la maggioranza dei reclami scritti (84,4%) proviene dai clienti domestici (Tav. 3.91). I reclami scritti riferiti ai clienti del mercato libero rappresentano il 75,6% del totale. A seguire, il 17,5% riguarda i clienti del mercato tutelato, mentre una quota residuale, pari al 6,8%, è riconducibile ai clienti multisito gas.

Per quanto riguarda le richieste scritte di informazione dei clienti gas (Tav. 3.92) complessivamente, nel 2022, ammontano a 142.153, in aumento del 6,8% rispetto all'anno precedente; l'81,4% delle richieste ha interessato i clienti del mercato libero. In particolare, il 73,8% ha riguardato i clienti domestici del mercato libero; a seguire, a larga distanza, i clienti domestici del mercato tutelato con il 10,7% e i clienti multisito con il 7,8%.

**TAV. 3.91** *Numero di reclami nel settore del gas naturale*

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	28.959	28.826
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	352	485
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	103.701	112.638
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	742	1.358
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	253	373
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	11.128	12.516
Multi-sito gas	11.172	11.461
<b>TOTALE</b>	<b>156.407</b>	<b>167.675</b>

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

**TAV. 3.92** Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	17,117	15.214
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	216	203
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	97.167	104.872
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.016	1.387
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	154	169
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	9,283	9.256
Multi-sito gas	8.110	11.052
<b>TOTALE</b>	<b>133.063</b>	<b>142.153</b>

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione scritte sono state 12.498 (Tav. 3.93), in aumento rispetto all'anno precedente (9,6%); significativo risulta essere il numero delle rettifiche richieste dai clienti domestici (83,6% del totale), sia del mercato libero che del mercato tutelato (pari, rispettivamente, al 63,9% e al 19,6%). Come negli anni precedenti, nel 2022 il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione ha interessato un numero estremamente contenuto di casi (406), in ulteriore diminuzione rispetto al 2021 (-33,1%), soprattutto se si considera il numero complessivo di fatture annue; significative nell'anno, sul totale delle rettifiche di doppia fatturazione, le richieste pervenute dai clienti domestici del mercato libero (67,5%), come evidenziato nella tavola 3.94.

**TAV. 3.93** Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	2.552	2.455
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	29	19
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	6.726	7.992
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	233	209
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	5	63
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.046	1.075
Multi-sito gas	809	685
<b>TOTALE</b>	<b>11.400</b>	<b>12.498</b>

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

**TAV. 3.94** Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	16	23
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	6	1
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	449	274
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	19	5
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	4	3
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	46	42
Multi-sito gas	67	58
<b>TOTALE</b>	<b>607</b>	<b>406</b>

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

I casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore gas che nel 2022 hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo sono stati 16.271, in diminuzione del 9% rispetto all'anno precedente (Tav. 3.95); come per il settore elettrico, anche per il settore gas il maggiore numero di indennizzi è attribuibile al mancato rispetto degli standard per le risposte ai reclami dei clienti (95,4%). 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 64,51%.

Nell'anno sono stati erogati indennizzi per i clienti gas per un ammontare complessivo di oltre 698.000 euro (Tav. 3.96), in diminuzione rispetto allo scorso anno (-11%). Analogamente al settore elettrico (si veda il Capitolo 2 del presente Volume 1), anche per quanto riguarda gli indennizzi automatici erogati direttamente in bolletta nel mercato del gas naturale, il 95,5% degli indennizzi è stato erogato per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti.

**TAV. 3.95** *Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2022 nel settore del gas naturale*

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
<b>CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA</b>				
Domestici	2.764	174	5	2.943
Condomini con uso domestico	64	4	1	69
<b>CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO</b>				
Domestici	10.073	353	71	10.497
Condomini con uso domestico	106	4	1	111
Attività di servizio pubblico	65	4	0	69
Usi diversi	1.221	48	17	1.286
Multi-sito gas	<b>1.188</b>	<b>103</b>	<b>5</b>	<b>1.296</b>
<b>TOTALE</b>	<b>15.481</b>	<b>690</b>	<b>100</b>	<b>16.271</b>

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

**TAV. 3.96** *Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale nel 2022*

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
<b>CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA</b>				
Domestici	116.375	7.075	225	123.675
Condomini con uso domestico	2.625	125	25	2.775
<b>CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO</b>				
Domestici	439.890	14.690	3.275	457.855
Condomini con uso domestico	4.350	150	25	4.525
Attività di servizio pubblico	2.975	175	0	3.150
Usi diversi	49.050	1.750	550	51.350
Multi-sito gas	<b>51.900</b>	<b>3.550</b>	<b>150</b>	<b>5.560</b>
<b>TOTALE</b>	<b>667.165</b>	<b>27.515</b>	<b>4.250</b>	<b>698.930</b>

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

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 a uso domestico, attività di servizio pubblico e usi diversi) risultano essere i destinatari del 74% del totale degli indennizzi.

Per quanto riguarda i reclami dei clienti per le forniture gas, i principali argomenti oggetto di reclamo sono stati, nel 46,7% 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; per il 16%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi relativi); nel 14,6% 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. Nell'8,3% dei casi i reclami hanno riguardato la morosità e la sospensione, nel 5,9% dei casi la misura, nel 2,9% le connessioni, i lavori e la qualità tecnica, nell'1,7% la qualità commerciale, nell'1,3% il bonus sociale e nel 2,5% hanno riguardato altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti. Lo 0,1% dei reclami, infine, è stato relativo a ulteriori tematiche non di competenza dei venditori.

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, nel 47,9% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che ne consegue (i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi); per il 19%, le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); nel 10,2% 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. Il 5,6% delle richieste ha riguardato le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica; nel 3,3% dei casi hanno avuto a oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione. Nel 2,2% dei casi le richieste hanno riguardato tematiche relative alla misura, nell'1,9% il bonus sociale, nell'1,6% la qualità commerciale. Il 7,9% delle richieste di informazioni ha riguardato altri argomenti residuali non ricompresi nelle categorie precedentemente elencati e lo 0,4% tematiche non di competenza dei venditori.

## Standard e indennizzi per i clienti *dual fuel*

Nel 2022 i venditori hanno dichiarato un numero di clienti con contratti *dual fuel* pari a 1.384.514. Tali clienti hanno inviato 35.362 reclami scritti, in aumento del 27,6% rispetto all'anno precedente, e 51.315 richieste di informazioni scritte, anch'esse in aumento dell'86,5% rispetto all'anno precedente. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 2.548 (52,8%) e 28 (-59,4%) (Tav. 3.97).

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 2.172 (Tav. 3.98). Il 93,4% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti oltre gli standard in vigore. Anche per quanto riguarda gli importi riconosciuti ai clienti per indennizzi automatici (Tav. 3.99), la prevalenza dei casi è connessa al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami (93,5%); 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 82.475 euro.



**TAV. 3.97** *Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative a clienti dual fuel*

ISTANZA	2021	2022
Reclami	27.714	35.362
Richieste di informazione	27.511	51.315
Rettifiche di fatturazione	1.667	2.548
Rettifiche di doppia fatturazione	69	28

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

**TAV. 3.98** *Numero di indennizzi da erogare a clienti dual fuel per mancato rispetto di standard specifici nel 2022*

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD	NUMERO
Risposta ai reclami	2.028
Rettifiche di fatturazione	133
Rettifiche di doppia fatturazione	11
<b>NUMERO DI INDENNIZZI TOTALE</b>	<b>2.172</b>

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

**TAV. 3.99** *Indennizzi automatici erogati a clienti dual fuel nel 2022*

MOTIVAZIONE	EURO
Risposta ai reclami	77.100
Rettifiche di fatturazione	4.875
Rettifiche di doppia fatturazione	500
<b>INDENNIZZI TOTALI</b>	<b>82.475</b>

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

Gli argomenti che hanno generato reclami di diretta responsabilità delle aziende di vendita per i clienti *dual fuel* più frequentemente hanno riguardato: per il 46,1% 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; nel 16,1% 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; nel 16% dei casi, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi). Questi tre argomenti rappresentano il 78,2% del totale dei reclami. A seguire, i reclami relativi alla morosità e alla sospensione sono stati il 7,2%, mentre quelli relativi alla misura il 5,3%. Nel 2,9% dei casi, i reclami hanno riguardato le connessioni, i lavori e la qualità tecnica, nel 2,4% la qualità commerciale, nel 2% dei casi il bonus sociale e nel 2% altri argomenti residuali, non riconducibili alle categorie precedenti.

Per quanto riguarda gli argomenti oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti *dual fuel* hanno inoltrato alle aziende di vendita, l'argomento principale (39,5% dei casi) è stato la fatturazione e tutto ciò che ne consegue (consumi e corrispettivi fatturati, autolettura, periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, effettuazione di pagamenti e rimborsi); per il 19% dei casi, le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); per il 7,8%, 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. Nel 4,7% dei casi, le richieste in argomento hanno interessato la qualità commerciale, nel 4,5% le connessioni, i lavori e problematiche relative alla qualità tecnica, nel 2,3% informazioni su morosità e sospensione, nell'1,1% tematiche relative alla misura, nell'1,6% il bonus sociale. Il 19,5% delle richieste di informazioni ha riguardato altri argomenti non ricompresi nelle categorie precedentemente elencate.

## **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



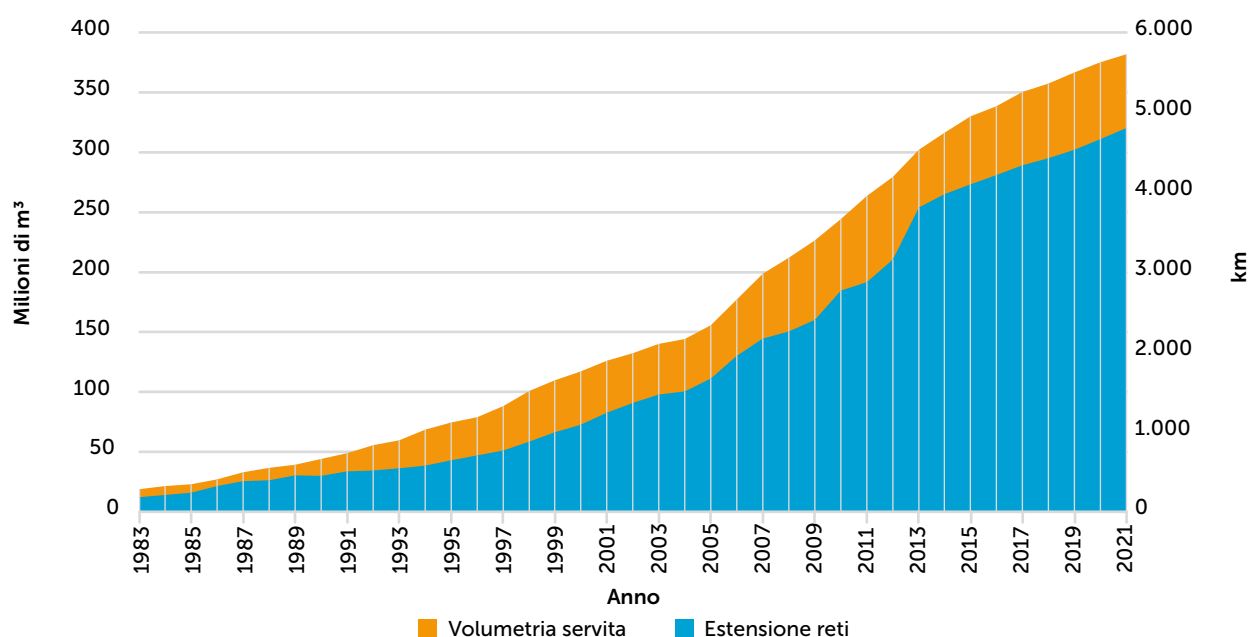
**STRUTTURA, PREZZI  
E QUALITÀ NEL SETTORE  
DEL TELECALORE**

## 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, in termini sia di volumetria servita sia di estensione delle reti di distribuzione dell'energia termica (Fig. 4.1). Tra il 2000 e il 2021 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 5,9%, passando da 117,3 a 381,8 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 4.805 km nel 2021.

**FIG. 4.1** Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti (volumetria in  $M(m^3)$ , estensione delle reti in km)



Fonte: Annuario AIRU<sup>1</sup> 2022.

L'incremento nell'estensione delle reti registrato nell'anno 2021, pari a 138 km, è risultato tuttavia inferiore al valore medio degli anni più recenti, 185 km annui del periodo 2011-2021. La volumetria allacciata è cresciuta con intensità ancora minore, circa l'1,8%, a fronte di una media del 4,2% dello stesso periodo.

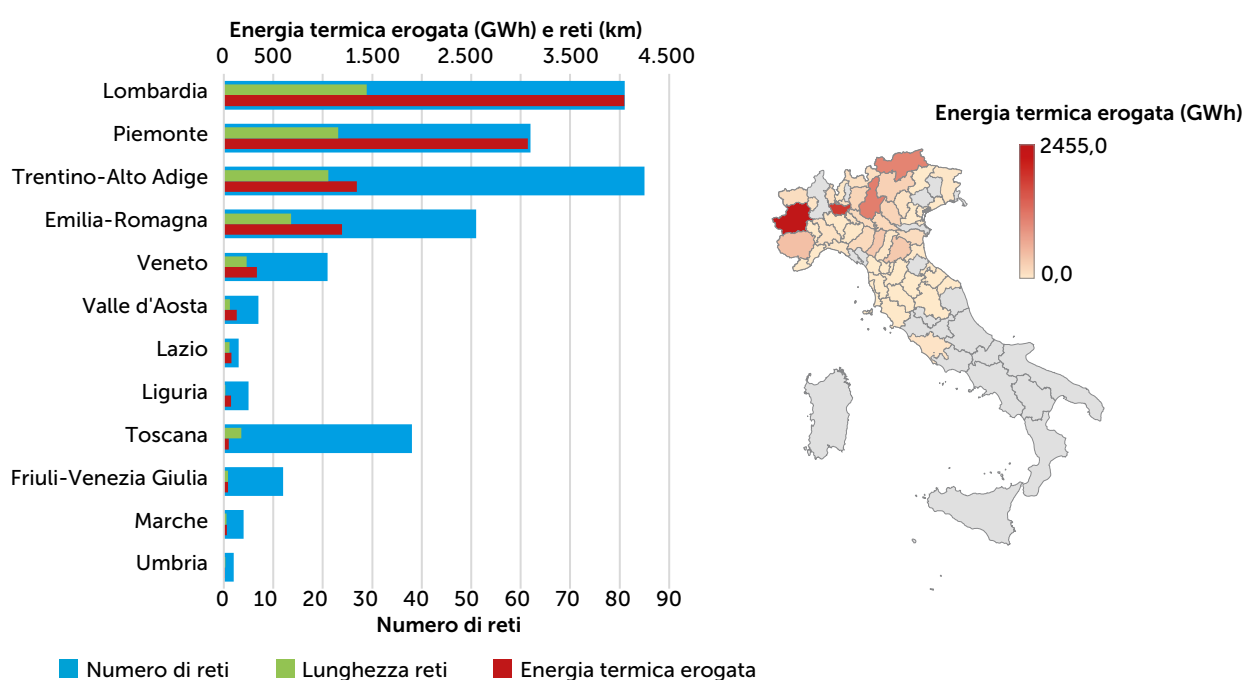
La diffusione del servizio rimane concentrata principalmente nell'Italia settentrionale e centrale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici, insieme all'elevata densità abitativa, consen-

<sup>1</sup> AIRU è l'Associazione italiana riscaldamento urbano, associazione nazionale che raggruppa i maggiori operatori del settore del teleriscaldamento.

tono di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio agli utenti.

Le 5 regioni del Nord – 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 queste regioni risulta abbastanza eterogenea. In Piemonte, a titolo esemplificativo, un numero di reti più limitato (comprendente quella della città metropolitana di Torino, la più estesa d'Italia) distribuisce oltre il doppio dell'energia rispetto alle reti montane localizzate in Trentino-Alto Adige.

**FIG. 4.2** Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2021 (numero di reti, estensione ed energia termica erogata in GWh)



Fonte: ARERA.

## Caratteristiche dell'offerta

Nel 2021 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 12.331 GWh termici, 7.185 GWh elettrici e 129 GWh frigoriferi (Tav. 4.1). Rispetto al precedente anno 2020 il calore erogato all'utenza è notevolmente cresciuto (9,0%); in misura minore, ma comunque decisa, è cresciuta anche la fornitura di energia frigorifera (4,2%). Anche i quantitativi di elettricità prodotta dalle centrali al servizio di reti di telecalore e immessa nella rete elettrica nazionale sono aumentati in modo significativo (15,9%).

**TAV. 4.1** *Produzione di energia termica nel 2021 (in GWh)*

VEETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA <sup>(A)</sup>	INCREMENTO RISPETTO AL 2020
Energia termica	12.331	10.061	9,0%
Energia elettrica	7.185	6.741	15,9%
Energia frigorifera	129	122	4,2%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.

Fonte: Annuario AIRU 2022.

Tra le fonti energetiche utilizzate per il funzionamento degli impianti di telecalore (Tav. 4.2) il gas naturale si è confermato anche nel 2021 la fonte energetica nettamente prevalente; con il 72,1% del consumo energetico complessivo ha anzi guadagnato altri punti percentuali rispetto all'anno precedente, anche a causa dell'abbandono dell'utilizzo del carbone. Le fonti energetiche rinnovabili nel loro insieme coprono la quota rimanente (26% circa del totale). Il contributo principale è fornito in particolare dai rifiuti (15,4%) e dalle bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi, al 9,5%), mentre le altre fonti energetiche forniscono un contributo nel complesso marginale.

**TAV. 4.2** *Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore*

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	ANNO 2011		ANNO 2020		ANNO 2021	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.179.913	75,9%	1.301.500	69,2%	1.506.534	72,1%
Energia da rifiuti	195.813	12,6%	297.528	15,8%	320.755	15,4%
Bioenergie <sup>(A)</sup>	98.577	6,3%	194.522	10,3%	198.550	9,5%
Carbone	45.576	2,9%	28.393	1,5%	-	-
Gasolio e olio combustibile	6.046	0,4%	1.705	0,1%	1.443	0,1%
Geotermia	10.933	0,7%	24.402	1,3%	29.312	1,4%
Recuperi da processo industriale	2.322	0,1%	4.710	0,3%	5.535	0,3%
Sole	-	-	82	0,0%	84	0,0%
Energia primaria da rete elettrica <sup>(B)</sup>	15.589	1,0%	28.246	1,5%	26.657	1,3%
<b>TOTALE fossili</b>	<b>1.247.124</b>	<b>80,2%</b>	<b>1.359.844</b>	<b>72,3%</b>	<b>1.534.634</b>	<b>73,5%</b>
<b>TOTALE rinnovabili</b>	<b>307.645</b>	<b>19,8%</b>	<b>521.243</b>	<b>27,7%</b>	<b>554.235</b>	<b>26,5%</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.554.769</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.881.088</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.088.869</b>	<b>100,0%</b>

(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 2022.

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 66,7% del totale (Tav. 4.3).

**TAV. 4.3** Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore nel 2021 (in GWh)

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA
Cogenerazione	6.422,7	1.802,0	8.224,7	66,7%
Produzione semplice	2.803,6	820,0	3.623,6	29,4%
Rinnovabili dirette	-	317,5	317,5	2,6%
Pompe di calore	-	100,8	100,8	0,8%
Recupero	-	63,9	63,9	0,5%
<b>TOTALE</b>	<b>9.226,4</b>	<b>3.104,2</b>	<b>12.330,5</b>	<b>100%</b>

Fonte: Annuario AIRU 2022.

Se si considera, invece, la capacità di produzione di energia termica (Tav. 4.4), si riscontra una forte incidenza delle caldaie, le quali sono tuttavia spesso 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 2020		POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2021	
	ELETTRICA MW <sub>e</sub>	TERMICA MW <sub>t</sub>	ELETTRICA MW <sub>e</sub>	TERMICA MW <sub>t</sub>
Centrali termoelettriche	-	1.147	-	1.155
Impianti di cogenerazione <sup>(A)</sup>	819	961	808	919
Impianti di termovalorizzazione dei rifiuti	-	608	-	685
Produzione semplice a bioenergie <sup>(B)</sup>	-	452	-	459
Impianti di cogenerazione a bioenergie	89	254	88	248
Impianti a geotermia	-	156	-	156
Pompe di calore	-	50	-	52
Recupero da processo industriale	-	51	-	78
Solare termico	-	2	-	2
Caldaie di integrazione e riserva	-	5.591	-	5.533
<b>TOTALE</b>	<b>908</b>	<b>9.272</b>	<b>897</b>	<b>9.287</b>

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili.

(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2022.

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 esclusivamente gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati dalla rete di teleriscaldamento, utilizzando quindi lo stesso vettore termico fornito per soddisfare i fabbisogni di riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria o pro-



cessi 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 2021 (in MW)

TIPOLOGIA GRUPPI FRIGORIFERI	INSTALLATI IN CENTRALE	INSTALLATI PRESSO L'UTENTE	TOTALE
A compressione	74,0	-	74,0
Ad assorbimento	28,1	102,4	130,5
TOTALE	102,1	102,4	204,5

Fonte: Annuario AIRU 2022.

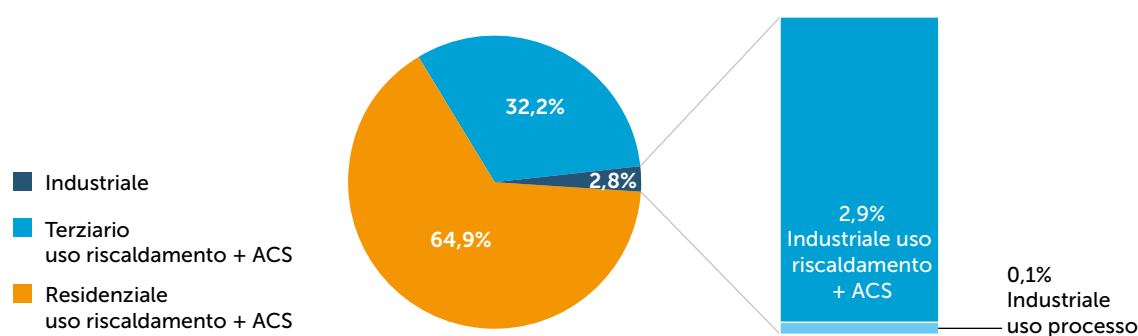
Il mix produttivo dei sistemi di telecalore ha consentito, nonostante la fisiologica dispersione termica delle reti di distribuzione, un significativo risparmio energetico e di emissioni di gas climalteranti rispetto all'utilizzo di sistemi di produzione separata di elettricità e calore, quali, per esempio, centrali termoelettriche e caldaie (quantificati dall'AIRU in 0,56 Mtep di fonti fossili risparmiate e 2,01 Mt di CO<sub>2</sub> non emesse nell'anno 2021).

## 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 a 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 64,9% e il 32,2% del totale), mentre la domanda del settore industriale rimane marginale (2,8%), ancor più se ci si riferisce ai soli usi di processo (0,1%). I sistemi di telecalore non sono infatti in genere utilizzati per l'alimentazione di grandi processi industriali, anche perché tali processi spesso richiedono temperature di fornitura superiori a quelle di esercizio delle reti di telecalore.

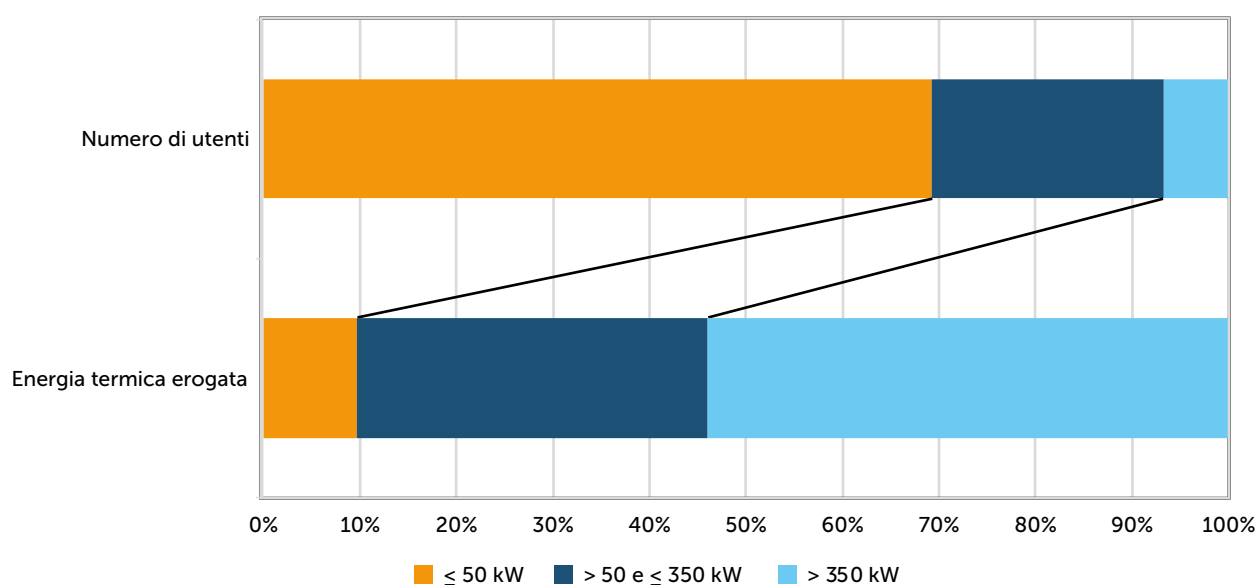
Per quanto concerne le caratteristiche degli utenti, il settore del telecalore, come evidenziato nella figura 4.4, è caratterizzato dalla presenza di un numero rilevante di utenti di dimensioni relativamente ridotte. Il 69% degli utenti presenta una potenza contrattuale non superiore a 50 kW, mentre 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. 4.3** Calore erogato all'utenza nel 2021, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo



Fonte: Annuario AIRU 2022.

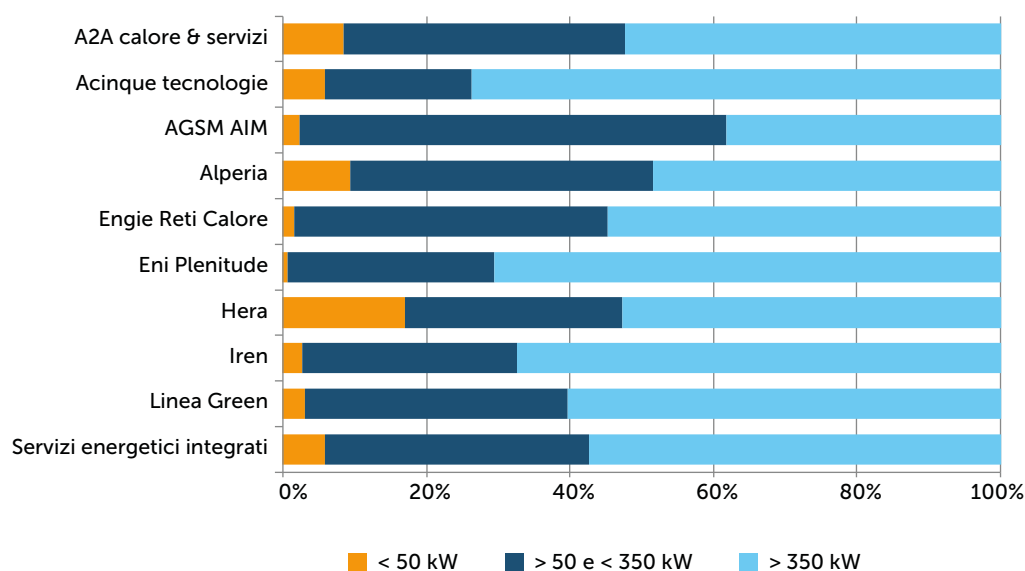
**FIG. 4.4** Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2021 in funzione della classe dimensionale degli utenti



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

La ripartizione delle differenti classi di utenti sul totale dell'energia termica fornita può variare sensibilmente tra i diversi operatori (la figura 4.5 evidenzia la distribuzione dei 10 più grandi operatori del settore). Tale eterogeneità è dovuta primariamente alle caratteristiche del territorio servito: nelle aree a elevata densità abitativa vi è una forte prevalenza di grandi condomini, mentre 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 2021 dai 10 maggiori operatori (presentati in ordine alfabetico), ripartito per classe dimensionale dell'utente

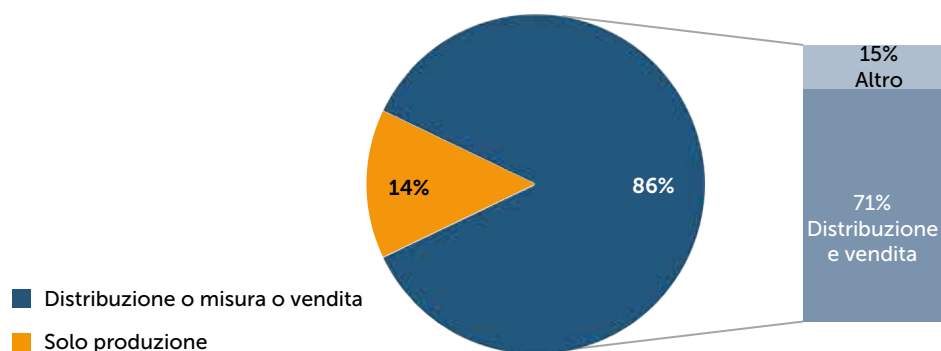


Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

## Operatori del servizio di telecalore

Il numero di imprese iscritte alle anagrafiche dell'Autorità, in quanto operanti su reti di telecalore regolate ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, è pari a 258<sup>2</sup>. Di queste, l'86% si occupa di attività strettamente legate all'esercizio delle reti e alla fornitura dell'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.

**FIG. 4.6** Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (maggio 2023)



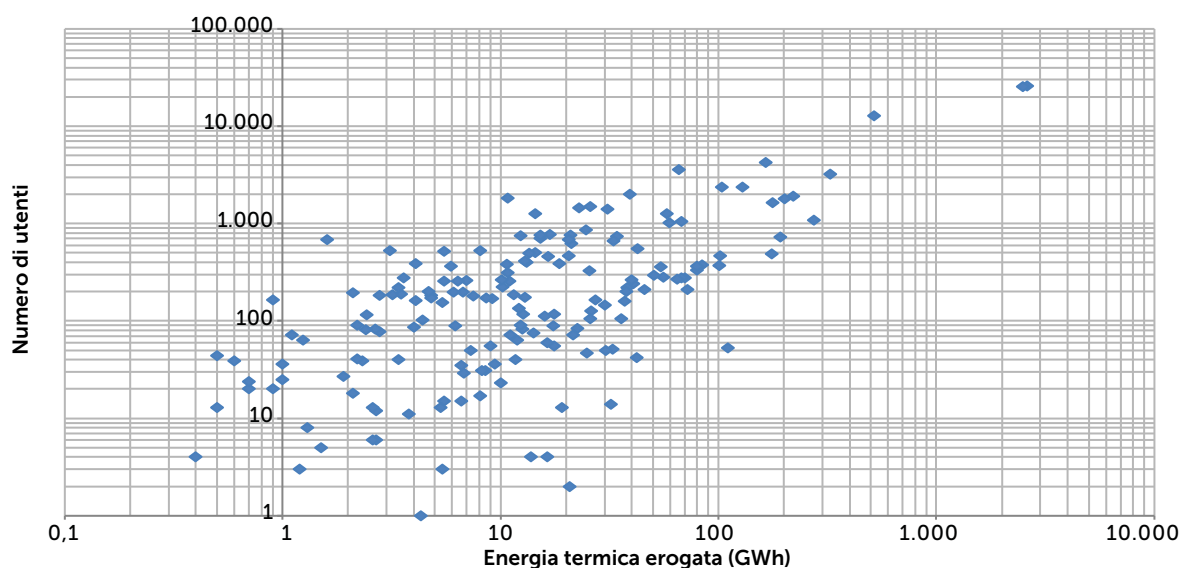
Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

<sup>2</sup> Dati relativi allo stato delle anagrafiche al momento della scrittura del rapporto (maggio 2023).

Gli operatori del telecalore presentano un'ampia eterogeneità, in relazione sia 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.

Un'ulteriore caratteristica del settore del telecalore è l'elevata concentrazione del mercato. Gli esercenti di maggiori dimensioni (30 operatori con potenza convenzionale superiore a 50 MW)<sup>3</sup> servono una quota significativa del mercato (oltre il 70% degli utenti, corrispondenti a più dell'80% dell'energia termica fornita).

**FIG. 4.7** *Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti nel 2021 (assi in scala logaritmica)*

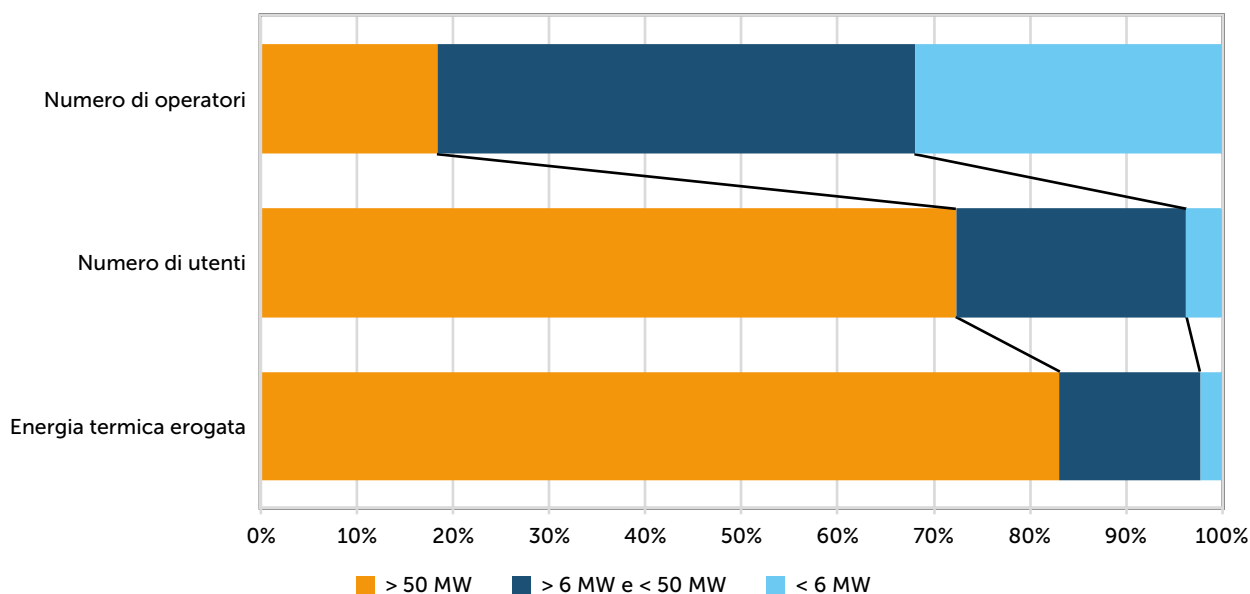


Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021<sup>4</sup>.

<sup>3</sup> 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).

<sup>4</sup> I dati si riferiscono all'insieme delle comunicazioni rese nel 2021 dagli esercenti all'Autorità ai sensi della RQCT, per un totale di 175 soggetti che hanno erogato nel 2021 energia termica per 10.580 GWh a 129.537 utenti.

**FIG. 4.8** *Rappresentatività delle tre classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata nel 2021*



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

## Prezzi del servizio

Il quadro normativo attualmente in vigore per il settore del telecalore (nello specifico, il decreto legislativo n. 102/2014) assegna all’Autorità il potere di definire il prezzo di erogazione del servizio esclusivamente nel caso in cui sia previsto un obbligo di allacciamento degli utenti alle reti da parte di comuni o regioni. Tale casistica non è stata riscontrata, ad oggi, in ambito nazionale, pertanto il prezzo di fornitura del servizio è definito liberamente da ciascun esercente, anche sulla base delle caratteristiche del proprio sistema di telecalore, dell’utenza e del territorio servito.

## Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

A partire dall’ultimo trimestre 2021 si è verificata una crescita significativa dei prezzi del servizio di teleriscaldamento. L’Autorità, a fronte di tale criticità, con la delibera 1° marzo 2022, 80/2022/R/tlr, ha avviato un’indagine conoscitiva, con l’obiettivo, tra l’altro, di individuare le cause dell’incremento dei prezzi e valutare la necessità di eventuali modifiche alla regolazione del settore.

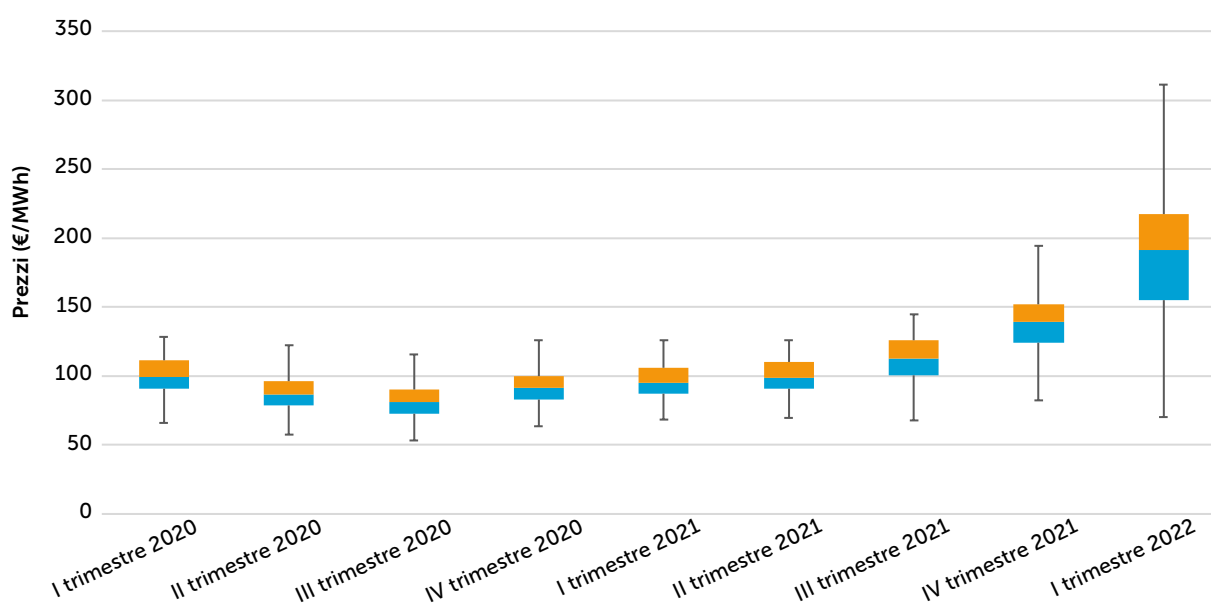
Nell’ambito dell’indagine<sup>5</sup> è stato analizzato l’andamento dei prezzi e dei costi del servizio di teleriscaldamento per il periodo compreso fra il 1° gennaio 2020 e il 31 marzo 2022, tramite una specifica raccolta dati che ha riguardato gli esercenti di maggiori dimensioni del settore (a cui corrisponde oltre l’80% dei volumi del mercato).

<sup>5</sup> Per un’analisi di maggiore dettaglio degli esiti dell’indagine conoscitiva si veda l’allagato A alla delibera 2 novembre 2022, 547/2022/R/tlr.

Nella figura 4.9 è evidenziata la distribuzione dei prezzi medi applicati dagli esercenti nel periodo considerato (*boxplot*<sup>6</sup> dell'intero campione analizzato). Il valore mediano dei prezzi applicati presenta un significativo rialzo a partire dal secondo semestre 2021, passando da un valore minimo di 81 €/MWh nel terzo trimestre 2020 a un massimo di 191 €/MWh registrato nel primo trimestre 2022.

Dall'analisi dei dati raccolti è emerso che l'incremento dei prezzi registrato nel settore è derivato dall'ampio utilizzo del prezzo del gas naturale come riferimento per l'aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio.

**FIG. 4.9** Evoluzione dei prezzi (IVA ed eventuale credito d'imposta incluso) dal 2020

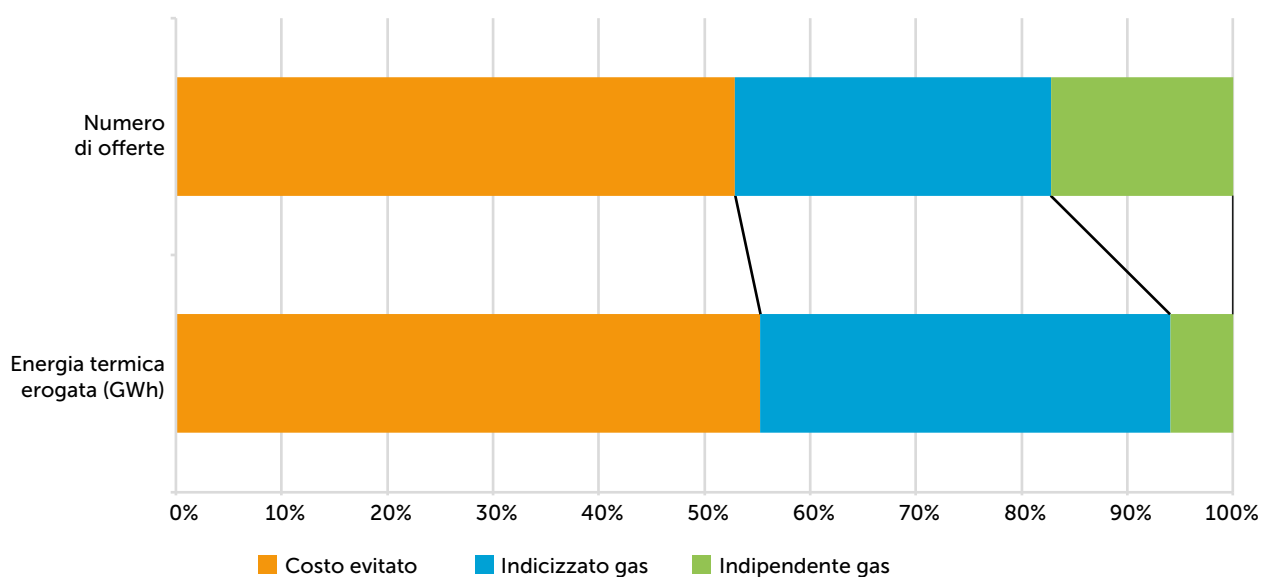


Fonte: ARERA, Indagine conoscitiva sui prezzi del teleriscaldamento.

Come evidenziato nella figura 4.10, se si considera l'energia erogata, in oltre il 90% dei casi il prezzo è aggiornato con riferimento all'andamento delle quotazioni del gas naturale; in particolare il prezzo per il 55% delle offerte commerciali è determinato con l'obiettivo di riflettere il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando una caldaia alimentata a gas naturale (il cosiddetto "costo evitato"), mentre in un ulteriore 35% circa è comunque prevista una forma di indicizzazione all'andamento del prezzo del gas naturale.

<sup>6</sup> 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 arancione), rappresentando dunque nel complesso la posizione del 50% della popolazione. Ai suoi estremi si trovano i baffi (*whisker*), inferiore e superiore, che rappresentano insieme la distribuzione dell'altro 50% della popolazione: i loro estremi indicano infatti, rispettivamente, il valore minimo e quello massimo (escludendo solo eventuali valori considerati anomali, i c.d. *outlier*).

**FIG. 4.10** Offerte commerciali per tipologia di definizione e aggiornamento del prezzo, con riferimento al grado di dipendenza dal gas naturale



Fonte: ARERA, Indagine conoscitiva sui prezzi del teleriscaldamento.

In linea teorica, la correlazione tra il prezzo di acquisto del gas e il prezzo del servizio di teleriscaldamento può essere giustificata da diversi fattori.

In primo luogo, come discusso nel precedente paragrafo intitolato "Caratteristiche dell'offerta", il gas naturale rappresenta la principale fonte energetica per la produzione di calore nei sistemi di teleriscaldamento e, pertanto, variazioni del prezzo del gas possono incidere in modo significativo sui costi complessivi del servizio. Il prezzo del servizio di teleriscaldamento viene spesso aggiornato sulla base dell'andamento delle quotazioni del gas, proprio per consentire la copertura del rischio derivante dalla volatilità del costo del combustibile.

Va inoltre considerato che il prezzo del gas costituisce un riferimento importante per il settore del teleriscaldamento, anche per dinamiche di mercato, in quanto, per assicurare la competitività del servizio, gli operatori del teleriscaldamento devono applicare dei prezzi comparabili alle alternative disponibili.

L'utilizzo del prezzo del gas come riferimento per la determinazione delle condizioni economiche del servizio di teleriscaldamento ha tuttavia determinato, nel periodo oggetto dell'indagine, un significativo incremento dei margini nelle reti caratterizzate dall'utilizzo di fonti energetiche con bassi costi variabili (rifiuti e geotermia), con potenziali extraprofiti per gli operatori del settore.

Nell'ambito dell'indagine conoscitiva sono inoltre emerse alcune potenziali criticità per quanto concerne le modalità di calcolo del costo evitato.

Gli operatori, per la determinazione del costo evitato, fanno in genere riferimento a una formula sviluppata dall'AIRU nel contesto di uno studio ricognitivo del 1996 sulle tariffe applicate dai gestori delle reti di teleriscaldamento e poi riproposta nelle "Linee guida per la determinazione del prezzo di vendita del calore, distribuito a mezzo di reti di teleriscaldamento" del 2006. La formula, volta a ottenere l'equivalenza tra il prezzo del calore

ottenuto attraverso la combustione di gas naturale e il prezzo del calore da teleriscaldamento, presenta la seguente struttura generale:

$$P = k_1 \cdot k_2 \cdot \frac{P_G}{PCI \cdot \eta} \cdot \text{conv} \cdot t$$

dove:

- P è il prezzo del servizio di teleriscaldamento;
- $k_1$  è il coefficiente di perequazione dei costi di gestione. Il servizio di teleriscaldamento presenta dei costi di manutenzione per l'utente inferiori rispetto a quelli di una caldaia a gas;
- $k_2$  è il coefficiente per prestazioni aggiuntive e sconti commerciali; il parametro consente di personalizzare il prezzo applicato all'utente per tenere conto di ulteriori prestazioni rispetto alla mera fornitura di energia termica o di eventuali sconti riconosciuti all'utente;
- $P_G$  è il prezzo di acquisto del gas naturale; in genere è utilizzato come riferimento il prezzo del servizio di maggior tutela per i consumatori domestici, comprensivo di accise e addizionali regionali;
- PCI è il potere calorifico inferiore del gas naturale. Il parametro è finalizzato a determinare il quantitativo di energia contenuto in un metro cubo standard di gas naturale;
- $\eta$  è il rendimento medio stagionale della caldaia a gas naturale. Il parametro tiene conto delle perdite di trasformazione della caldaia per la produzione di energia termica;
- conv è la costante di conversione dell'energia in kWh (da kcal o da MJ). Il parametro serve esclusivamente per convertire l'unità di misura e determinare un prezzo dell'energia termica espresso in €/kWh (o €/MWh);
- t è il coefficiente di perequazione tra le aliquote IVA applicabili al settore del gas e a quello del teleriscaldamento. Per gli utenti residenziali del servizio di teleriscaldamento è prevista una aliquota ridotta pari al 10%<sup>7</sup>. Il parametro incrementa il prezzo del servizio di teleriscaldamento per ottenere l'equivalenza dei costi, anche in presenza di aliquote IVA differenti nei due settori.

Nonostante molti operatori facciano riferimento alla medesima formula (talvolta semplificata o con piccole modifiche) per il calcolo del costo evitato, il valore di alcuni dei parametri adottati risulta piuttosto differenziato.

Uno dei parametri più rilevanti, che presenta anche significativi margini di discrezionalità, è il rendimento medio stagionale della caldaia a gas. Nella definizione del parametro si può infatti fare riferimento, per esempio, alle prestazioni medie del parco caldaie installato o, all'estremo opposto, ai rendimenti (ben maggiori) delle caldaie più efficienti disponibili sul mercato.

In linea teorica gli esercenti, per assicurare la competitività delle proprie offerte commerciali, dovrebbero prendere come riferimento il rendimento delle più efficienti, indicativamente pari, per le caldaie a condensazione, ad almeno il 90%<sup>8</sup>. Dalle informazioni fornite nell'indagine conoscitiva risulta tuttavia che gli esercenti adottano tuttora, per la definizione dei listini prezzi, rendimenti significativamente inferiori, compresi in genere tra il 75% e l'85%<sup>9</sup>. Tali valori, più rappresentativi del parco caldaie installato che delle caldaie attualmente disponibili sul mercato, comportano una potenziale sovrastima del costo evitato.

<sup>7</sup> In seguito all'indagine conoscitiva, in analogia a quanto previsto per il gas naturale, l'aliquota IVA sul teleriscaldamento è stata temporaneamente ridotta al 5%.

<sup>8</sup> Il DM 26 giugno 2015 (c.d. requisiti minimi degli edifici) indica, alla tabella 8 dell'allegato 1, appendice A, un rendimento medio delle caldaie a combustibile gassoso pari al 95% per funzionamento in riscaldamento e pari all'85% per la produzione di acqua calda a uso igienico-sanitario (quest'ultima ha un impatto tipicamente ben inferiore).

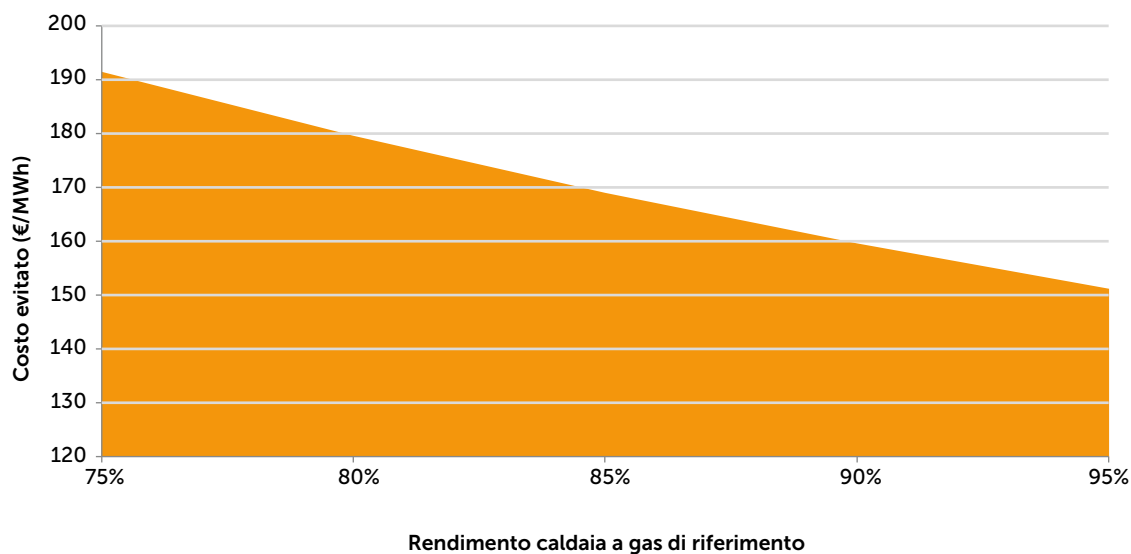
<sup>9</sup> Vi sono casi in cui la scelta è anche inferiore, fino al 65%.



La scelta del valore del rendimento della caldaia, come evidenziato nella figura 4.11, può avere un impatto significativo sulla determinazione del costo evitato.

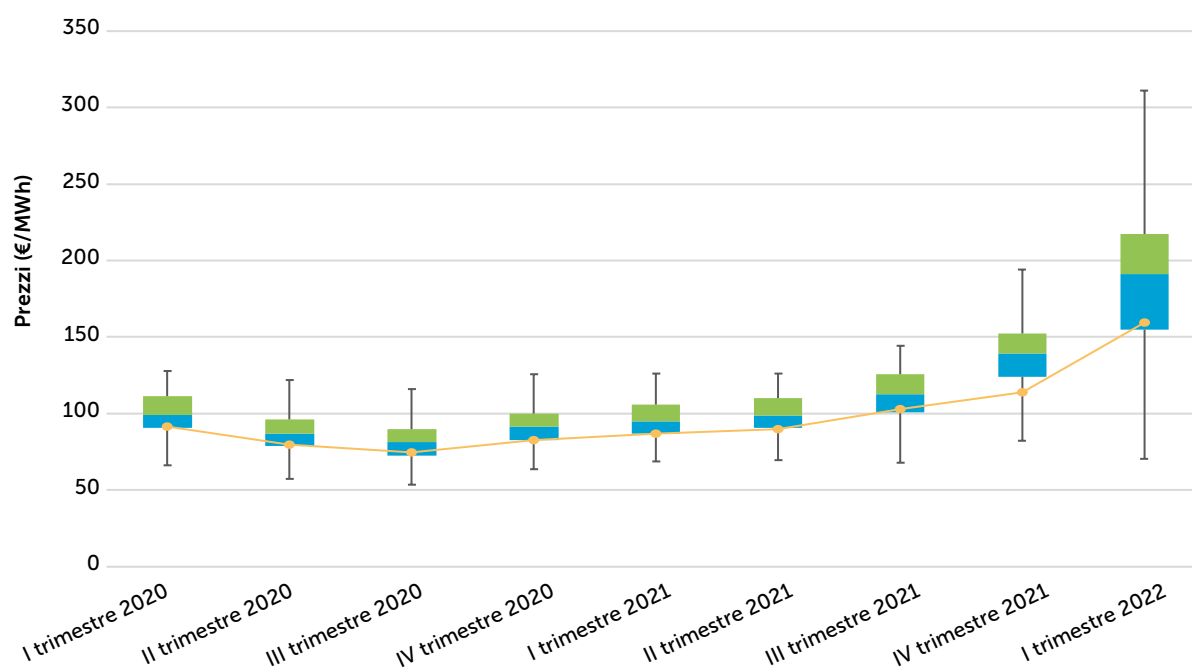
Per cercare di sopperire alle criticità sopra evidenziate, nell'indagine conoscitiva l'Autorità ha svolto l'esercizio di migliorare la formula di calcolo e definire un valore realistico per i diversi coefficienti, determinando così un costo evitato rappresentativo di un utente tipo del teleriscaldamento. Nella figura 4.12 è effettuato un confronto tra tale valore e la distribuzione dei prezzi medi applicati dagli operatori.

**FIG. 4.11** *Analisi di sensitività del costo evitato al variare del rendimento della caldaia nel primo trimestre 2022*



Fonte: ARERA, Indagine conoscitiva sui prezzi del teleriscaldamento.

**FIG. 4.12** Distribuzione dell'intero campione dei prezzi analizzati applicati dagli operatori a confronto con la stima di un costo evitato di riferimento (linea gialla)



Fonte: ARERA, Indagine conoscitiva sui prezzi del teleriscaldamento.

Il confronto effettuato ha una valenza indicativa, in quanto il risultato è influenzato dalle ipotesi per il calcolo del costo evitato di riferimento e, nel caso in cui la comparazione riguardi tariffe definite dagli esercenti con struttura binomia e trinomia, anche dalle caratteristiche dell'utente.

Le differenze tra il costo evitato di riferimento e i prezzi applicati dagli esercenti sono tuttavia abbastanza significative, specialmente a partire dal quarto trimestre 2021, periodo di forte incremento delle quotazioni del gas naturale.

La presenza di un differenziale sistematico tra il prezzo applicato da un esercente e il costo di erogazione del servizio equivalente tramite caldaia a gas può essere dovuto a criticità nel corretto funzionamento del mercato dei servizi di climatizzazione, sia nella fase *ex ante*, antecedente alla stipula del contratto di fornitura del teleriscaldamento, che nella fase *ex post*, successiva all'attivazione del servizio.

Nella fase *ex ante* la principale criticità è legata alla difficoltà, per l'utente, di comparare i prezzi del teleriscaldamento con il prezzo di servizi di climatizzazione alternativi. Il prezzo del teleriscaldamento si riferisce infatti all'energia termica utile prelevata dall'utente, mentre nel caso di servizi alternativi il cliente acquista un dato quantitativo di combustibile (o elettricità) che viene successivamente trasformato in energia termica dall'impianto di sua proprietà. Per effettuare un confronto corretto tra i costi di fornitura dei diversi servizi sarebbe necessario disporre di specifiche competenze tecnico-economiche in merito alle caratteristiche degli impianti, in modo da valutare e tenere in considerazione, tra l'altro, le perdite di trasformazione.

Per quanto concerne la concorrenza *ex post*, va considerato che il passaggio a un servizio di climatizzazione alternativo comporta rilevanti costi di investimento, stante la necessità di installare un nuovo impianto per la produzione di energia termica. Tali costi possono costituire una barriera significativa all'uscita dal mercato del teleriscaldamento, con un conseguente rafforzamento del potere di mercato dell'esercente.

Per superare le criticità evidenziate, l'Autorità, con la segnalazione 15 novembre 2022, 568/2022/I/tlr, ha posto all'attenzione di Governo e Parlamento l'opportunità di modificare il quadro normativo nel settore del teleriscaldamento, prevedendo l'introduzione di un regime di tariffe regolate per il settore del teleriscaldamento.

La definizione di tariffe regolate *cost reflective*, in particolare, consentirebbe contestualmente di superare le criticità riscontrate nel funzionamento del mercato e di assicurare l'equità dei prezzi del servizio. Nei sistemi di teleriscaldamento caratterizzati da minori costi di produzione di energia termica sarebbe inoltre possibile trasferire parte dei benefici agli utenti, con positive ricadute economiche e sociali. La garanzia, per gli esercenti, di recuperare i costi sostenuti e di ottenere un adeguato tasso di remunerazione del capitale investito potrebbe assicurare un contesto favorevole per un ulteriore sviluppo del settore, anche in presenza di una riduzione dei prezzi del servizio.

## 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 (peraltro, in questi casi, il servizio viene tipicamente offerto su porzioni limitate rispetto all'area servita dalle reti di teleriscaldamento).

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 costituita da un generatore ad assorbimento a fiamma diretta (alimentato a gas naturale).

Con dinamiche analoghe al caso del teleriscaldamento, 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 ai prezzi del servizio di tutela pubblicati dall'Autorità; in alternativa, vengono utilizzati i prezzi medi dell'energia come risultanti dalle bollette dei singoli utenti.

## Qualità del servizio

### Sicurezza e continuità del servizio

L'Autorità, nell'ambito della regolazione della qualità tecnica (RQTT<sup>10</sup>), ha imposto agli operatori del settore una serie di obblighi informativi rilevanti per la sicurezza e la continuità del servizio. Di seguito sono riportate le analisi dei dati di 176 operatori, riferiti a 325 reti e all'anno di esercizio 2021.

#### Sicurezza del servizio

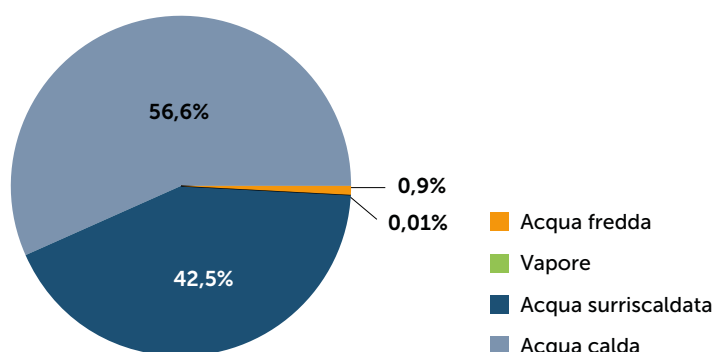
La tipologia di fluido utilizzato dagli operatori per la distribuzione dell'energia termica rappresenta un elemento fondamentale delle reti di telecalore per valutarne le caratteristiche e le norme tecniche applicabili (posa, gestione e manutenzione). Il fluido termovettore più diffuso risulta essere l'acqua calda (acqua mantenuta in pressione a una temperatura non superiore a 110 °C), utilizzata nel 57% circa dei tratti di rete (Fig. 4.13).

L'acqua surriscaldata (con temperature che, almeno in alcune condizioni operative<sup>11</sup>, superano i 110 °C nella tubazione di mandata) è il secondo vettore più diffuso nel settore per il trasporto di energia termica, utilizzato nel 43% circa dell'estensione totale delle reti. I sistemi di telecalore che utilizzano questo fluido termovettore sono tipicamente quelli con maggiore estensione spaziale, in quanto tale fluido è intrinsecamente più adatto a distribuire grandi quantità di energia termica e a farlo su maggiori distanze (maggiore densità energetica per unità di massa d'acqua trasportata).

A differenza di altri paesi, in Italia il vapore risulta essere sostanzialmente inutilizzato quale fluido termovettore nelle reti di telecalore, anche a causa delle maggiori complessità operative e dei maggiori rischi per la sicurezza.

L'acqua fredda, infine, viene utilizzata in poco meno dell'1% dei tratti di rete, quasi sempre in tubature (di tele-raffrescamento) posate in parallelo a quelle per il trasporto di calore (ad acqua calda o acqua surriscaldata) e in un'area più limitata rispetto a quella servita dal teleriscaldamento.

**FIG. 4.13** Estensione delle reti per tipologia di fluido termovettore nel 2021



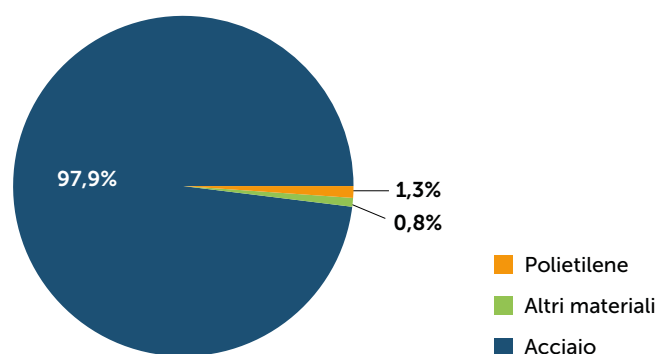
Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

<sup>10</sup> L'RQTT è la regolazione della qualità tecnica dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2021 31 dicembre 2023, allegato A alla delibera 17 dicembre 2019, 548/2019/R/tr.

<sup>11</sup> Le temperature più elevate, nel rispetto dei vincoli tecnici, sono tipicamente raggiunte nel periodo invernale e nei momenti di maggiore domanda da parte delle utenze (di primo mattino, all'avvio del termostato di riscaldamento ambientale), in quanto consentono di trasportare un maggiore quantitativo di energia a parità di portata di fluido.

Come mostra la figura 4.14, il materiale largamente più utilizzato per la realizzazione dell'anima delle tubature di telecalore è l'acciaio, che rappresenta quasi il 98% dell'estensione totale delle reti. La quota rimanente è costituita da tratti di vecchie reti ancora operative (alcune di queste realizzate in ghisa) e altri materiali che hanno iniziato a essere utilizzati solo recentemente. Tra questi ultimi, in particolare, si citano le tubature in polietilene (1,3% dell'estensione totale) che, con particolari accorgimenti costruttivi, iniziano a essere utilizzate nel settore, soprattutto per la semplicità e rapidità di posa, almeno in tratti dal diametro contenuto e progettati per operare a temperature non troppo alte (con riferimento alle categorie di fluido termovettore sopra citate: acqua calda o acqua fredda).

**FIG. 4.14** Estensione delle reti per materiale della tubatura nel 2021

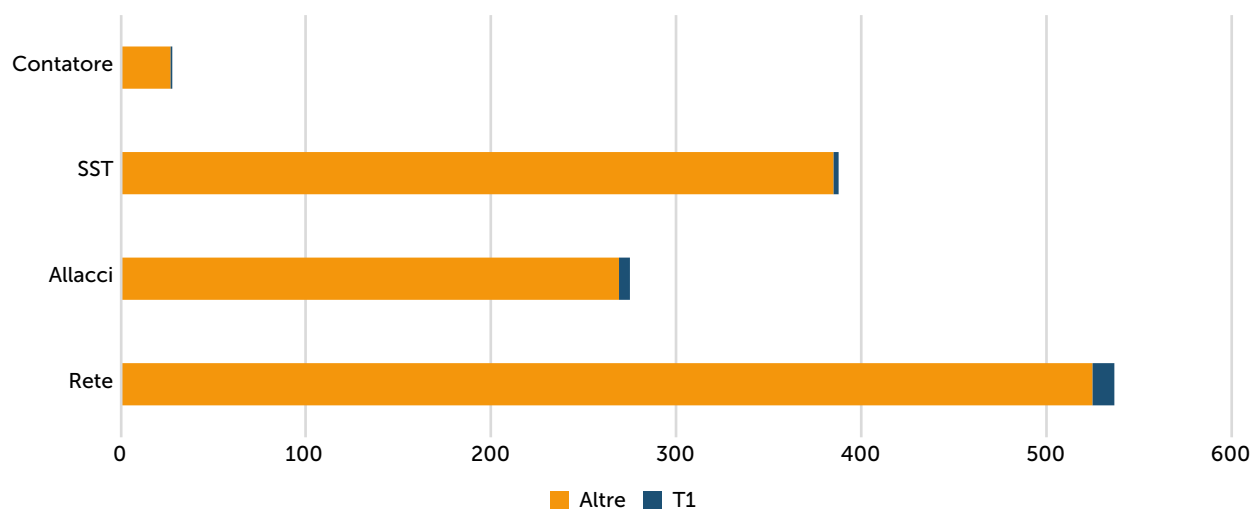


Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

La sicurezza delle reti è garantita dalla loro integrità, ovvero l'assenza di perdite incontrollate di fluido termovettore, che può causare danni diretti o indiretti a cose e persone. L'Autorità, a partire dal 2021, ha previsto l'obbligo di eseguire l'analisi del fluido termovettore su tutte le reti di telecalore, nel rispetto delle prescrizioni della normativa tecnica<sup>12</sup>, con l'obiettivo primario di preservare nel tempo i componenti di rete (tubature, sistemi di pompaggio, valvole e scambiatori di calore).

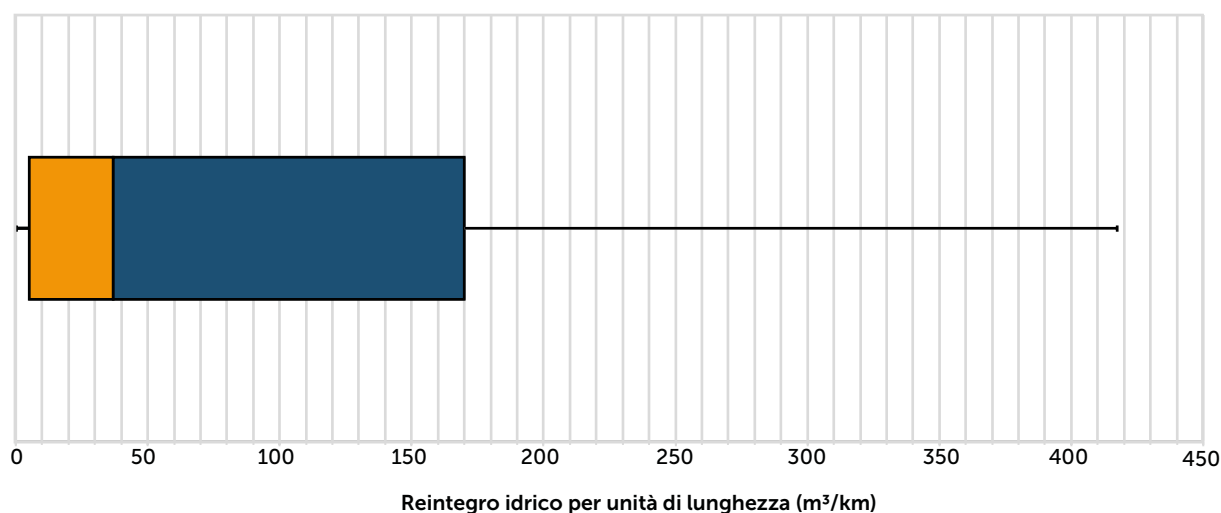
Le ispezioni degli impianti di distribuzione di energia termica hanno permesso di individuare, nel 2021, 386 dispersioni di fluido termovettore su un totale di 1228 dispersioni localizzate (anche grazie a segnalazione di terzi e attività diverse dalle ispezioni di rete). La figura 4.15 evidenzia che il numero più alto di dispersioni è stato localizzato sulla rete (oltre 500), seguito dalle perdite sulle sottostazioni (SST, quasi 400), sulle derivazioni per l'allacciamento (quasi 300) e, infine, sui contatori di energia termica degli utenti (poco meno di 30). La stessa figura evidenzia, con la parte delle barre in colore blu, che solo 22 dispersioni di fluido (il 2% del totale) sono state classificate di massima pericolosità ai sensi della RQTT ("T1", secondo la normativa tecnica), e che queste si sono verificate con maggiore frequenza sulle reti (12 su 22).

<sup>12</sup> Il riferimento è, in particolare, alla UNI/PdR 93.2:2020 – Linee guida per le caratteristiche e la qualità del fluido termovettore delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

**FIG. 4.15** Numero di dispersioni di fluido localizzate sulle reti nel 2021

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

Lo stato delle reti di teleriscaldamento può essere valutato anche indirettamente, attraverso il monitoraggio, con le dovute accortezze<sup>13</sup>, dei valori dei quantitativi di reintegro del fluido termovettore. Nella figura 4.16 è indicato il quantitativo di reintegro per km di rete servita nell'anno 2021. L'elevata eterogeneità dell'indicatore (il 50% delle reti presenta reintegri compresi tra circa 5 m<sup>3</sup>/km e 170 m<sup>3</sup>/km, con una mediana di 37 m<sup>3</sup>/km) può essere spiegata dalla differente età delle reti di teleriscaldamento. Le reti più datate sono spesso caratterizzate, in particolare, da un certo numero di micro-fratture dovute allo stress meccanico subito nel tempo (elevato numero di cicli di riscaldamento-raffreddamento).

**FIG. 4.16** Boxplot di un indicatore relativo alla quantità di reintegro idrico delle reti nel 2021

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

<sup>13</sup> Il quantitativo di reintegro dipende non solo dalle perdite di rete ma anche da altri fattori, come il riempimento di condutture nuove o sottoposte a manutenzione.

Dal 2021, per effetto dell'entrata in vigore della RQTT, le segnalazioni di emergenze<sup>14</sup> e incidenti<sup>15</sup> sulle reti di telecalore devono essere inviate al CTI<sup>16</sup>, che svolge un ruolo di supporto all'Autorità per approfondire, oltre al numero, le caratteristiche e le dinamiche di questi eventi. La finalità è quella di utilizzare tali informazioni per valutare la necessità di affinamenti al quadro delle prescrizioni nei confronti degli operatori, rendendo così sempre più affidabile e sicuro il servizio di telecalore.

Nell'anno 2021 è stato comunicato dagli operatori un solo incidente e nessuna emergenza sulle reti di telecalore presenti sul territorio nazionale.

## Continuità del servizio

Le interruzioni nel settore del telecalore in genere non comportano un'immediata percezione di un disservizio da parte dell'utente, a causa della presenza di una notevole inerzia termica degli impianti e delle strutture degli edifici. L'Autorità ha pertanto previsto l'obbligo di registrare esclusivamente le interruzioni "di lunga durata", in grado di determinare un reale disagio per l'utente (la soglia è stata individuata in 4 ore nel periodo invernale e 8 ore nel periodo estivo).

I dati comunicati dagli operatori ai sensi della RQTT, relativi all'anno 2021, hanno fornito per la prima volta informazioni dettagliate sul periodo dell'anno, la parte di impianto coinvolta, il preavviso o meno degli utenti e la causa che ha generato le interruzioni. Su una popolazione di poco più di 1.000 interruzioni lunghe, si evidenzia in generale una media di circa 32 utenti coinvolti e una durata di circa 14 ore.

Di seguito viene presentata una descrizione delle interruzioni più dettagliata, sulla base delle successive figure 4.17 (numero di interruzioni), 4.18 (numero medio di utenti coinvolti) e 4.19 (durata media).

Con riferimento al periodo, si evidenzia che le interruzioni avvenute in inverno (periodo più critico per il fabbisogno di riscaldamento ambientale) rappresentano quasi il 60% del totale; esse appaiono simili alle estive in termini sia di numero di utenti coinvolti (34 contro 29) sia di durata (12 ore contro 17; si evidenzia, al proposito, che la maggiore durata di quelle estive è influenzata dalla diversa definizione di interruzione lunga: 8 ore anziché 4).

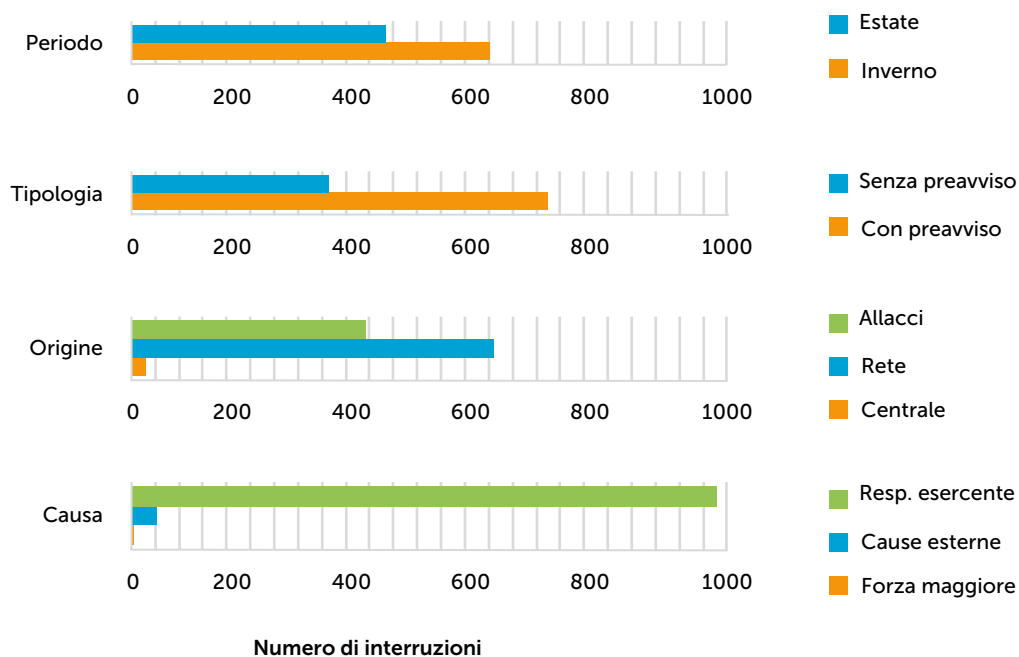
Per quanto concerne la tipologia, circa il 68% delle interruzioni è avvenuto con preavviso (oltre 2 su 3).

14 Definite dalla RQTT come eventi che producano effetti gravi e/o di vaste proporzioni per la sicurezza e/o per la continuità del servizio; inclusa l'interruzione senza preavviso di almeno il 20% degli utenti della rete, per almeno 24 ore.

15 Definiti dalla RQTT come dispersioni di fluido dagli impianti di distribuzione che provochino il decesso o lesioni gravi di persone o danni a cose quantificati in almeno 5.000 euro.

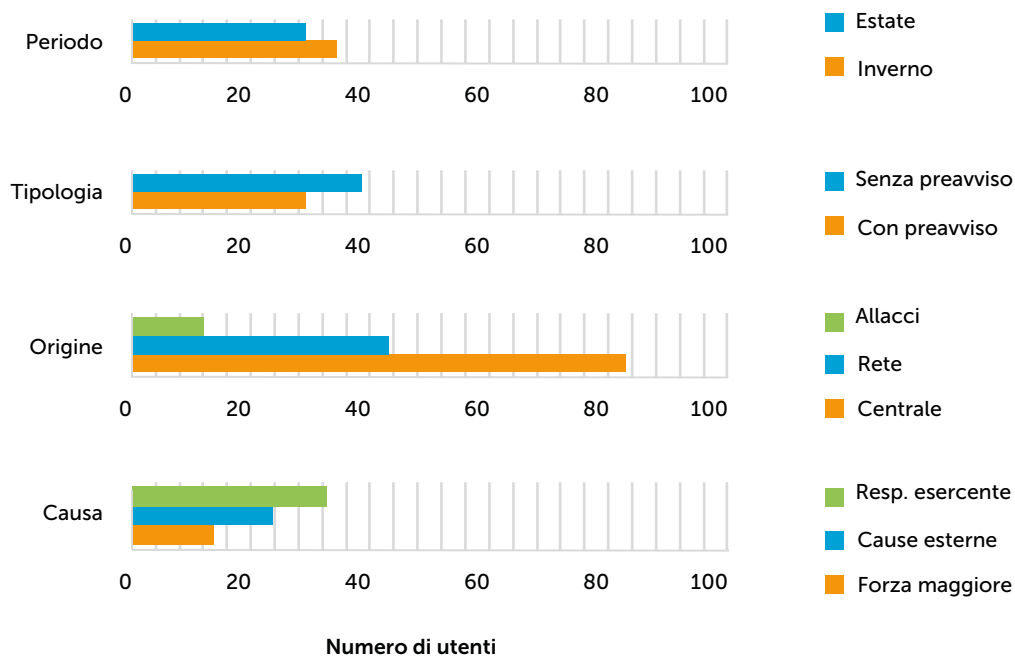
16 Il CTI è il Comitato termotecnico italiano energia e ambiente.

**FIG. 4.17** Numero di interruzioni del servizio lunghe sulle reti registrate nel 2021, per tipologia



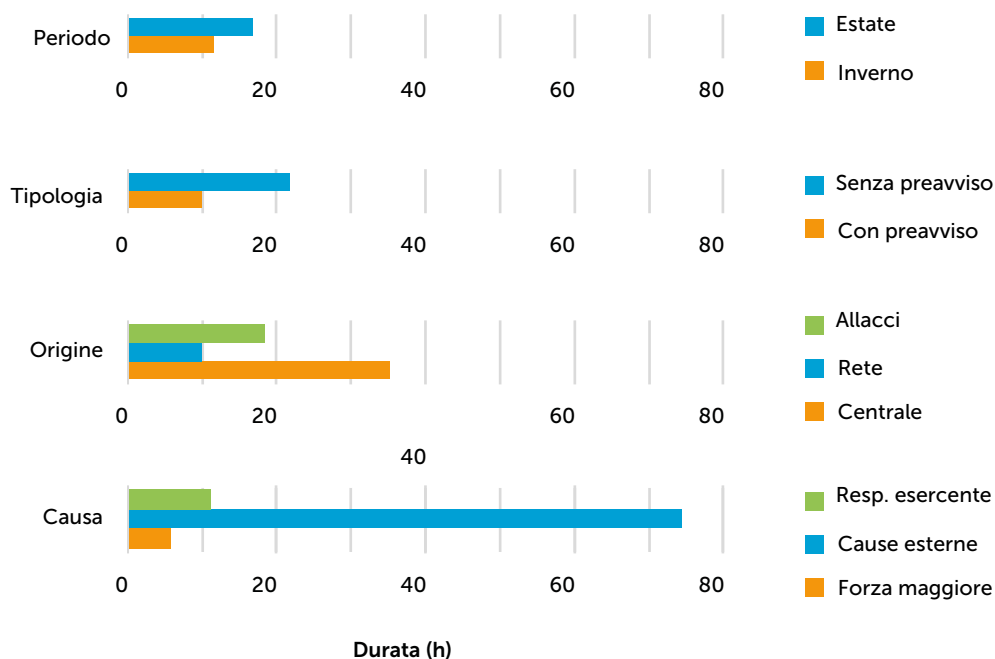
Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

**FIG. 4.18** Numero medio di utenti coinvolti nelle interruzioni lunghe nel 2021



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.



**FIG. 4.19** Durata media delle interruzioni lunghe registrate nel 2021, per tipologia

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

L'origine delle interruzioni è stata nel 38% dei casi sugli allacciamenti, nel 59% dei casi sulla rete e in meno del 3% dei casi sulle centrali di produzione. Le interruzioni originate negli allacciamenti hanno coinvolto, per ovvi motivi, molti meno utenti (in media 12, contro 43 sulla rete e 83 sulla centrale); questa caratteristica risulta tuttavia compensata da una durata più lunga (18 ore, contro 10 sulla rete e 35 sulla centrale<sup>17</sup>).

In merito, infine, alla causa, emerge che quasi il 96% delle interruzioni è risultata legata a responsabilità dell'esercente, in quanto non dovuta a cause esterne (4%) o di forza maggiore (casi trascurabili, non visualizzabili nel grafico in figura 4.17). Le interruzioni per responsabilità dell'esercente hanno coinvolto in media un numero di utenti più elevato (33, contro 24 per le cause esterne e 14 per cause di forza maggiore) e una durata limitata (11 ore in media, contro 74 per le cause esterne e 6 per cause di forza maggiore).

## 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 in quanto, a differenza degli altri settori regolati dall'Autorità, non era previsto uno schema generale di riferimento normativo in materia di Carte dei servizi, finalizzato a garantire standard minimi di qualità commerciale.

<sup>17</sup> La durata media delle interruzioni in centrale, escludendo un singolo evento nel quale il riavvio dell'impianto ha richiesto addirittura un mese, scende a sole 7 ore (l'influenza sulla media di tale evento anomalo è elevato a causa di un numero limitato di interruzioni in centrale).

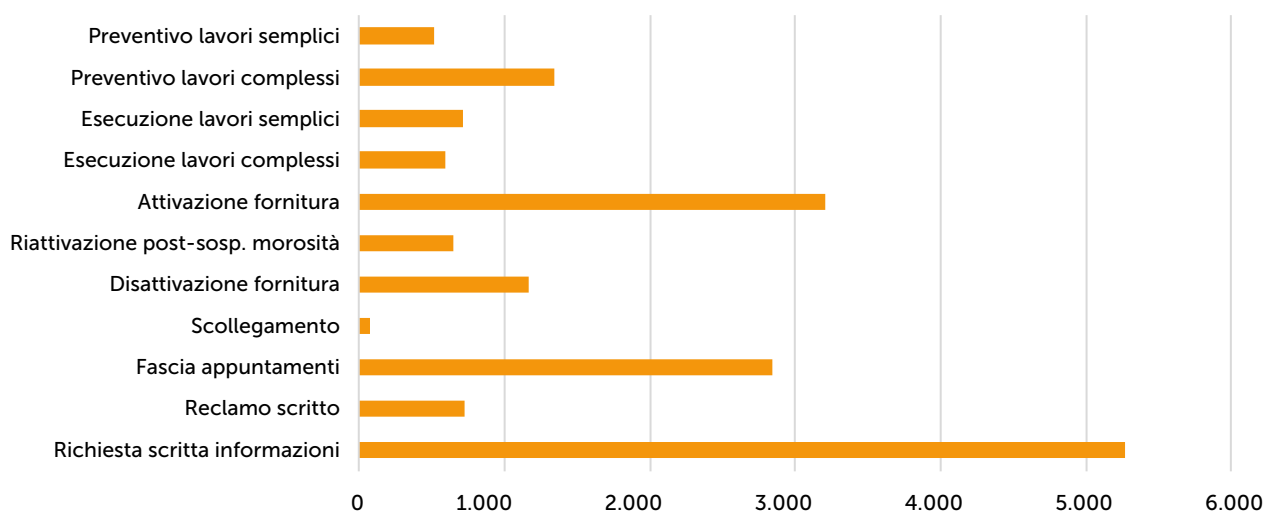
Con l'entrata in vigore della Regolazione, l'Autorità ha previsto specifici obblighi informativi in capo agli esercenti, al fine di monitorare la qualità del servizio e il rispetto degli standard minimi previsti. Le analisi riportate nel seguito del paragrafo, relative all'anno 2021, sono riferite a 175 operatori (30 di maggiori dimensioni, 88 di medie dimensioni e 57 micro-esercenti).

## Numero di prestazioni

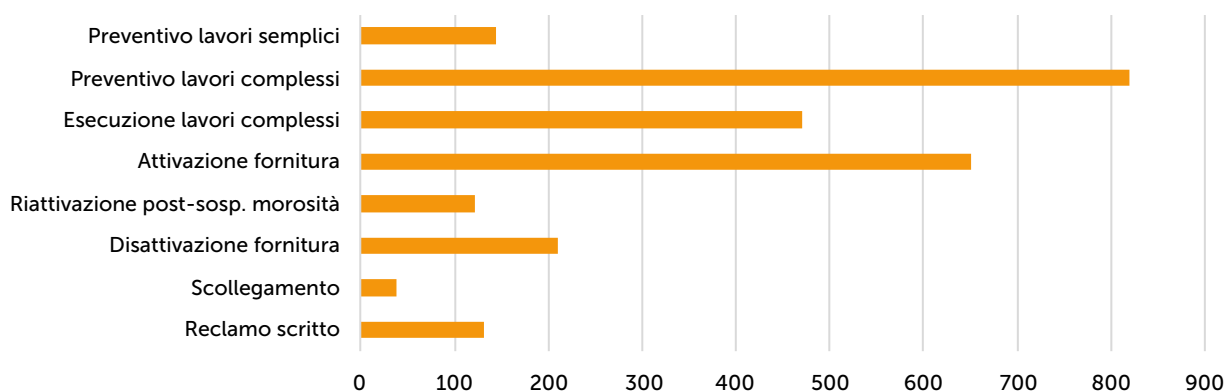
Per quanto riguarda gli esercenti di maggiori dimensioni, la figura 4.20 mostra che le prestazioni più richieste sono risultate ancora le richieste scritte di informazioni (più di 5.000), le attivazioni della fornitura e gli appuntamenti (per esempio, per l'esecuzione di prestazioni che richiedono la presenza dell'utente). Per contro, sono estremamente contenute le richieste di scollegamento dalla rete (appena 75).

La disciplina della RQCT richiede agli esercenti di medie dimensioni di comunicare informazioni relative a un set ridotto di prestazioni di qualità commerciale. Dalla figura 4.21 emerge, per ogni tipologia di prestazione, un numero di richieste notevolmente inferiore; il dato riflette, in primo luogo, ovviamente, il minore numero di utenti serviti da questo tipo di operatori (circa 1/3). Tra le prestazioni più frequenti emerge un numero consistente di attivazioni del servizio e di preventivi ed esecuzione di lavori complessi, questi ultimi, in proporzione, anche in numero più elevato rispetto agli operatori più grandi. Si evidenzia anche per questi operatori il numero molto limitato di scollegamenti (38).

**FIG. 4.20** Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2021



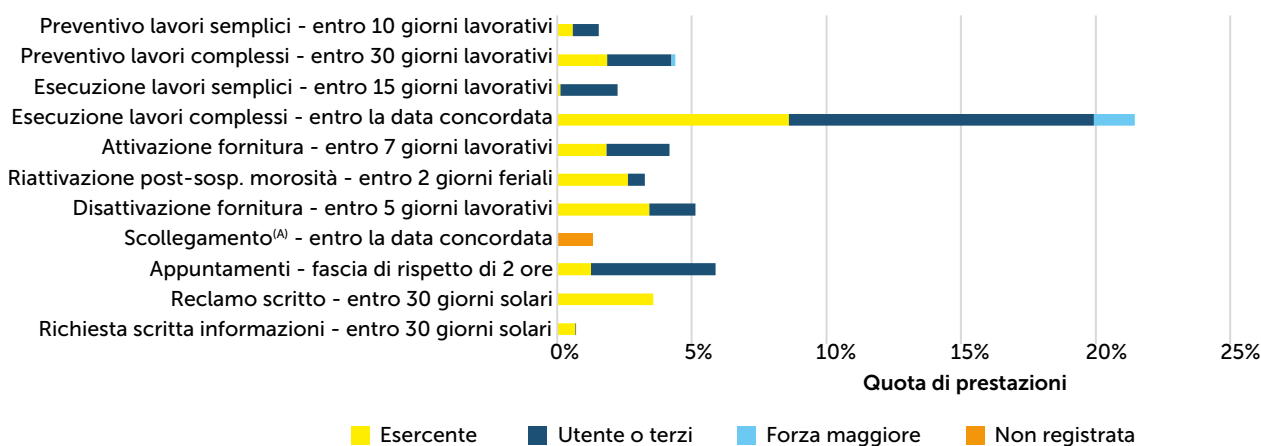
Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

**FIG. 4.21** Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2021

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

## Tempo di esecuzione delle prestazioni

Tra gli obblighi informativi all'Autorità, è richiesto agli operatori di comunicare annualmente informazioni sul rispetto degli standard previsti dalla RQCT<sup>18</sup> 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. 4.22** Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2021

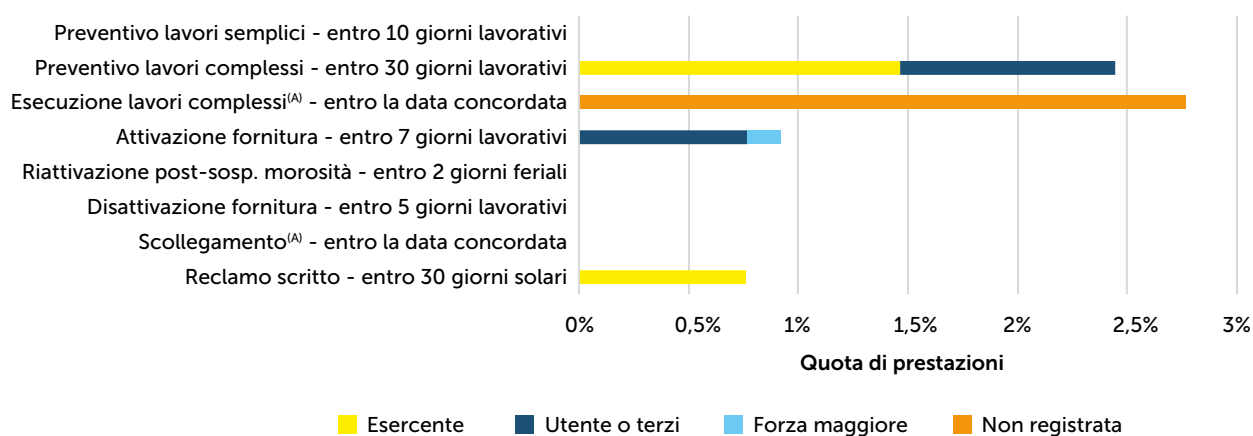
(A) Causa del mancato rispetto non richiesta (responsabilità dell'esercente non identificabile).

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

Per gli esercenti di maggiori dimensioni la percentuale di prestazioni eseguite oltre i tempi previsti per cause imputabili all'esercente (barra gialla nella figura 4.22) è in genere inferiore al 5%. Solamente nel caso di esecuzione di lavori complessi (attività che richiede spesso autorizzazioni e una serie di lavori, con annessa disponibilità di materiali) la quota di responsabilità dell'esercente per il mancato rispetto dello standard arriva quasi al 9% delle prestazioni richieste.

18 La 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. 4.23** Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2021



(A) Causa del mancato rispetto non richiesta (responsabilità dell'esercente non identificabile).

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

Anche nel caso degli esercenti di medie dimensione (Fig. 4.23) non emergono particolari criticità. Il mancato rispetto degli standard per cause imputabili all'esercente non ha superato in nessun caso il 2% delle prestazioni erogate.

## Misura dell'energia termica

Nell'ambito di una specifica raccolta dati sull'attività di misura, finalizzata al monitoraggio della qualità del servizio in attesa della piena applicazione della relativa disciplina regolatoria (gli obblighi di comunicazione del TIMT<sup>19</sup> si applicano a partire dal 2023), è stato chiesto agli operatori di comunicare alcune informazioni sulle caratteristiche del parco misuratori installati presso gli utenti e sulle prestazioni di qualità commerciale eseguite sugli stessi misuratori.

I dati utilizzati nel presente paragrafo si riferiscono a un campione di 84 operatori per un totale di 179 reti e oltre 112.000 contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti.

### Caratteristiche del parco misuratori

Le soluzioni tecniche e gestionali adottate dai diversi operatori per la gestione del servizio di misura risultano in genere abbastanza eterogenee. Come mostra la figura 4.24 i misuratori, nella maggioranza dei casi (circa il 65%), sono collocati a monte dello scambiatore di calore, ma è comunque presente un numero significativo di casi in cui il misuratore (33%) è installato sul circuito dell'impianto termico d'utenza (lato "secondario")<sup>20</sup>.

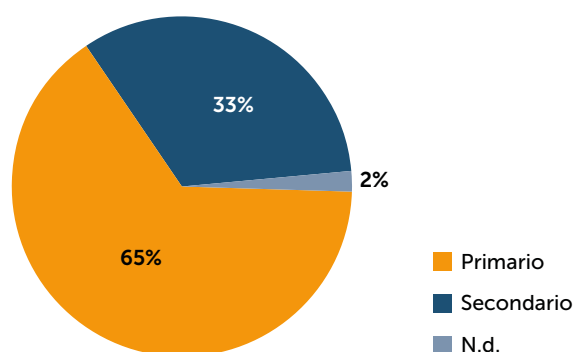
<sup>19</sup> Il TIMT è il Testo integrato di regolazione della misura nei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022-31 dicembre 2024, allegato A alla delibera 17 novembre 2020, 478/2020/R/tr.

<sup>20</sup> La casistica è applicabile alla tipica fornitura di energia termica tramite telecalore "indiretta" (attraverso scambiatori di calore). Si precisa che nei (limitati) casi di fornitura "diretta" di energia all'utente con il fluido termovettore di rete la distinzione tra misuratore posto al primario o al secondario non è applicabile (vi è un unico circuito idraulico).

Se si considera l'età degli apparecchi, il parco misuratori risulta essere piuttosto moderno, con oltre il 60% delle reti dove la loro età media non supera i 6 anni (Fig. 4.25). La bassa età media del parco misuratori dovrebbe ridurre il rischio di malfunzionamento degli apparecchi, con positive ricadute sulla qualità del servizio di misura.

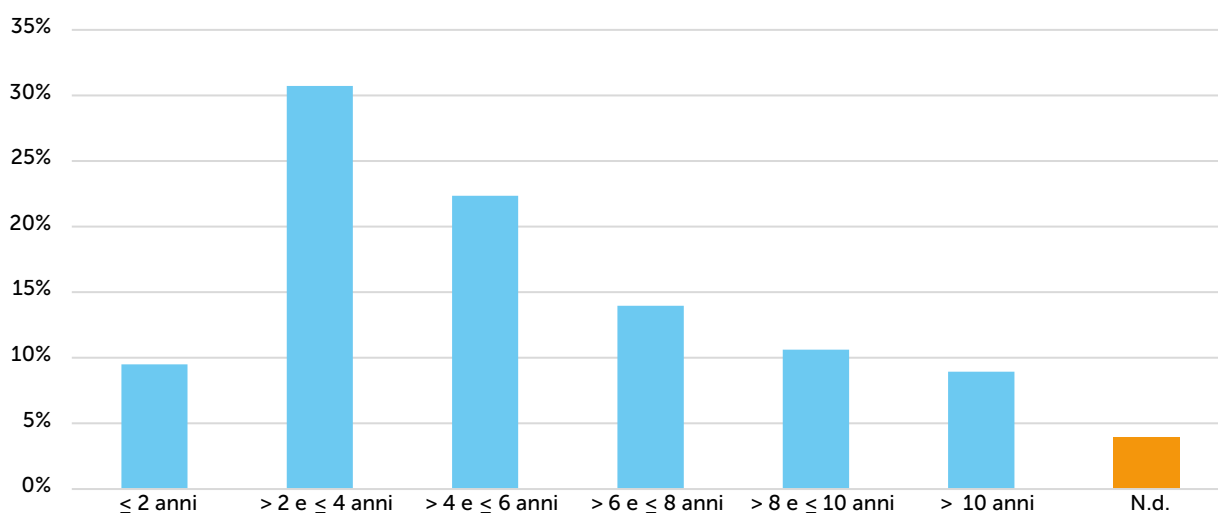
La giovane età media dei misuratori si accompagna anche a una elevata incidenza di apparecchi conformi ai requisiti della direttiva MID<sup>21</sup> (pari a circa il 90% del totale nell'anno 2021). La direttiva prevede, tra l'altro, il rispetto di precise caratteristiche costruttive per garantire la precisione degli strumenti e la corretta registrazione del dato di misura.

**FIG. 4.24** Posizione di installazione dei contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti nel 2021



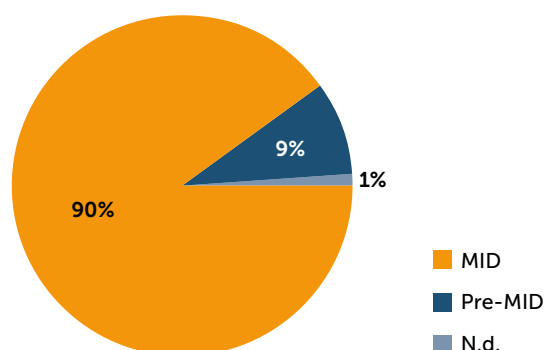
Fonte: ARERA, Raccolta dati di misura nel 2021.

**FIG. 4.25** Posizione di installazione dei contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti nel 2021



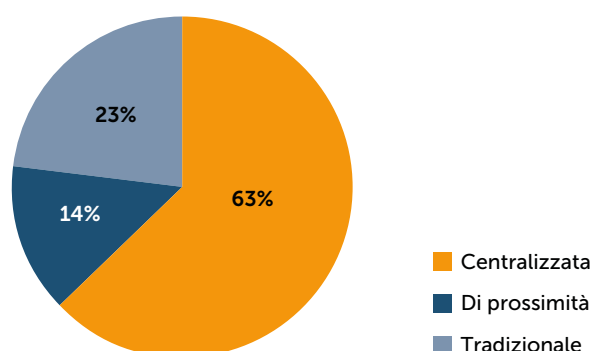
Fonte: ARERA, Raccolta dati di misura nel 2021.

<sup>21</sup> In Italia è stato il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22 a garantire il primo recepimento della direttiva 2004/22/CE (MID – *Measuring Instruments Directive*), cui sono seguiti successivi aggiornamenti e integrazioni.

**FIG. 4.26** Diffusione della marcatura MID (CE-M) sui misuratori del telecalore nel 2021

Fonte: ARERA, Raccolta dati di misura nel 2021.

Altrettanto significativa è la diffusione di misuratori leggibili da remoto, nel 2021 pari al 77% del totale. Tra i misuratori teleletti, il 63% permette una lettura centralizzata (senza la necessità dell'uscita degli addetti) mentre la quota rimanente usa la lettura di prossimità (sistemi *walk by* o *drive by*).

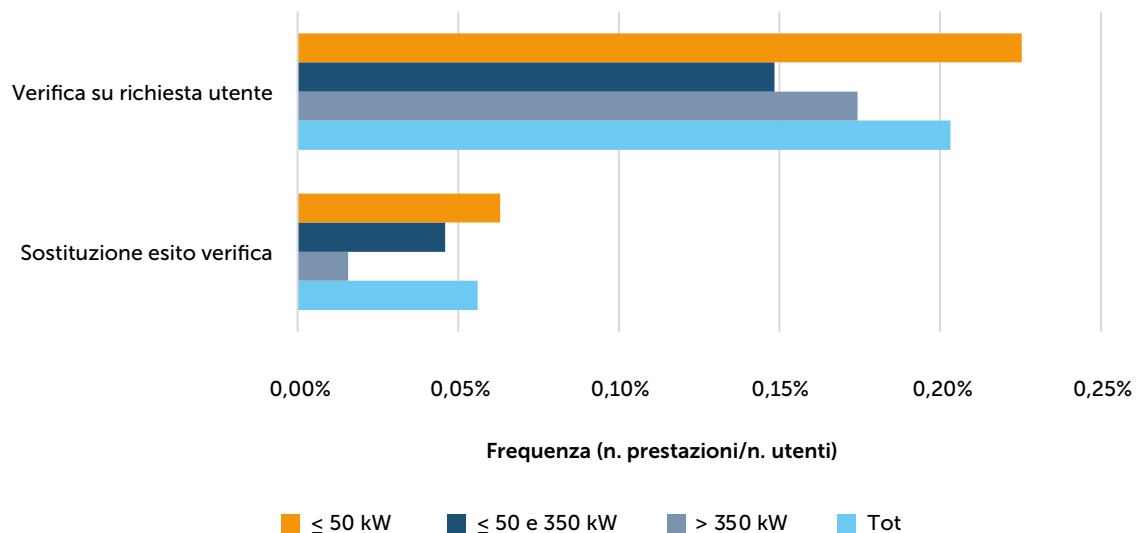
**FIG. 4.27** Metodo di lettura dei misuratori del telecalore nel 2021

Fonte: ARERA, Raccolta dati di misura nel 2021.

In materia di telelettura, si precisa che l'Autorità, con l'ultimo aggiornamento del TIMT, ha previsto l'obbligo di installazione, dal 1° luglio 2023, di soli misuratori teleletti.

## Verifica dei misuratori

Nella figura 4.28 è indicato il rapporto, per ciascuna tipologia di utenza, tra le richieste di verifica/sostituzione dei misuratori e il numero complessivo degli utenti.

**FIG. 4.28** *Frequenza delle verifiche e delle sostituzioni dei misuratori per tipologia di utente nel 2021*

Fonte: ARERA, Raccolta dati di misura nel 2021.

L'incidenza delle richieste di verifica del misuratore risulta relativamente contenuta (in media appena lo 0,2% degli utenti in un anno). Ancora minore è l'incidenza dei casi in cui il misuratore è risultato guasto o malfunzionante (evento che riguarda poco più dello 0,05% degli utenti in un anno).







**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)<sup>1</sup> con l'intento di promuovere un continuo miglioramento della qualità del servizio erogato alle utenze del servizio idrico integrato. Per ottenere tale risultato, il modello introdotto prevede, da un lato, la corresponsione di indennizzi automatici agli utenti finali che subiscono un disservizio in termini di continuità del servizio di acquedotto – misurato sulla base di tre indicatori ai quali sono associati standard specifici<sup>2</sup> –, dall'altro, l'erogazione di premi o penali alle gestioni in funzione del conseguimento o meno degli obiettivi fissati per alcuni indicatori ai quali sono associati standard generali di qualità, denominati "macro-indicatori"<sup>3</sup>.

L'accesso al citato meccanismo "premi-penalità" è subordinato al preliminare raggiungimento di alcuni requisiti di base, 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. In caso di mancato conseguimento di tali requisiti, è previsto che gli Enti di governo dell'ambito, d'intesa con i rispettivi gestori, formulino all'Autorità una specifica istanza che identifichi gli impegni assunti e le tempistiche necessarie per il raggiungimento dei medesimi requisiti.

Il modello di regolazione prevede 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.

Dalla data di avvio della regolazione della qualità tecnica sono state svolte due specifiche rilevazioni dedicate alla raccolta dei principali dati sugli aspetti infrastrutturali e sulla qualità tecnica del servizio idrico integrato. La più recente si è conclusa in data 30 aprile 2022 e ha avuto ad oggetto la raccolta dei dati tecnici consuntivi relativi agli anni 2020 e 2021, come prospettato dalla delibera 15 marzo 2022, 107/2022/R/idr. Allo stato attuale, sono in corso le attività istruttorie da parte degli uffici dell'Autorità volte a portare a conclusione il secondo 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 2021<sup>4</sup>.

Una prima elaborazione sullo stato del servizio relativo all'anno 2021 è stata mostrata nel Volume 1 della *Relazione Annuale 2021*. Nel presente contributo, si intende rappresentare un ulteriore approfondimento sugli aspetti tecnici e infrastrutturali prendendo come riferimento i più recenti dati a disposizione, risalenti, come sopra specificato, al 2021, in una veste aggiornata rispetto a quanto già emerso nella scorsa *Relazione Annuale*,

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 (ROTI)".

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 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 2021*.

dal momento che il campione di analisi è stato ulteriormente ampliato con il contributo di alcuni gestori che hanno trasmesso i propri dati al di fuori della finestra temporale fissata. 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 2016 (cosiddetto "anno base") e, in talune specifiche residuali condizioni, al 2017.

Come già rilevato nella scorsa *Relazione Annuale*, sembra emergere 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.

L'analisi si completa, infine, di 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

Come più sopra anticipato, al fine del monitoraggio della qualità del servizio di acquedotto, la regolazione della qualità tecnica individua i seguenti macro-indicatori:

- il macro-indicatore "M1 – Perdite idriche", introdotto con lo scopo di perseguire il principio euro-unitario della *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.

Sono inoltre individuati tre prerequisiti, che rappresentano i requisiti minimi per l'accesso al meccanismo incentivante della RQTI, relativi a:

- la disponibilità e l'affidabilità dei dati di misura, al fine di garantire una adeguata attendibilità dei dati utili al calcolo del macro-indicatore M1;
- la conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita agli utenti, secondo quanto previsto dal decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31 e s.m.i., in relazione al macro-indicatore M3;
- la disponibilità e l'affidabilità dei dati di qualità tecnica, la cui verifica è posta in capo ai competenti Enti di governo dell'ambito, con lo scopo di assicurare una adeguata attendibilità dei dati che rientrano nel calcolo di ciascuno dei citati macro-indicatori.

In relazione alla continuità del servizio erogato, la RQTI individua, inoltre, tre indicatori ai quali sono associati opportuni standard specifici, con la previsione di assegnare indennizzi automatici alle utenze che si trovino nella condizione di un mancato rispetto dei medesimi da parte del gestore.

Nel seguito saranno mostrate le principali evidenze emerse con riferimento ai dati relativi agli indicatori sopra menzionati.

## Perdite idriche

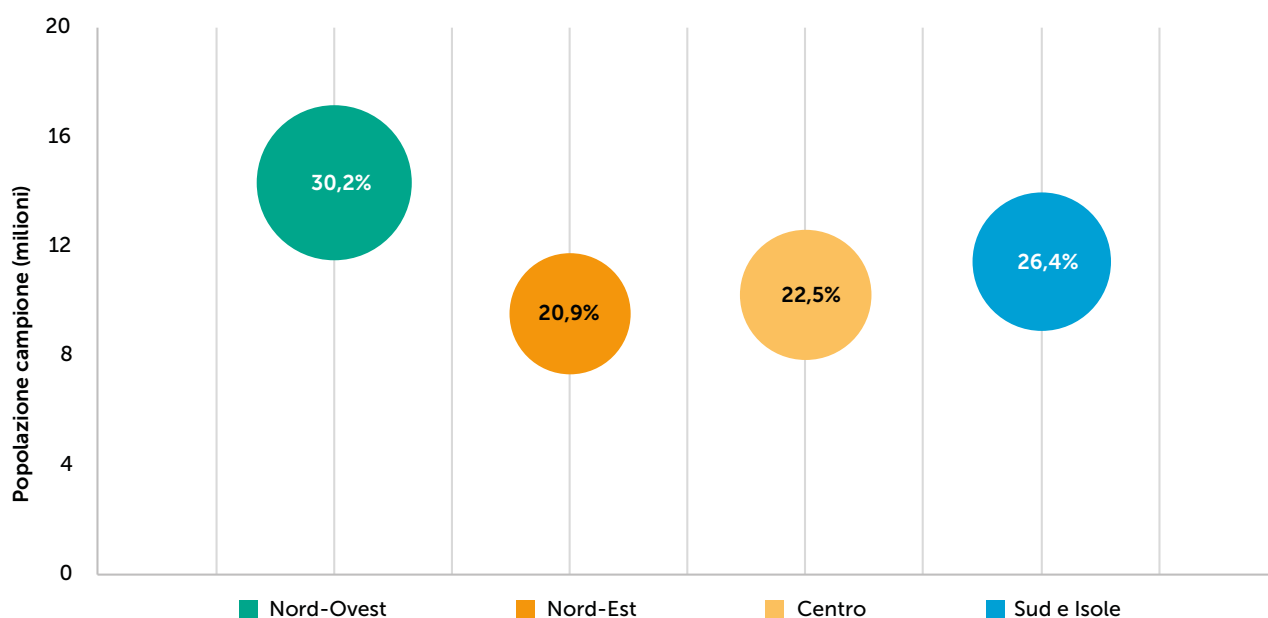
Nella regolazione della qualità tecnica introdotta dall’Autorità, le perdite idriche vengono misurate sulla base di due indicatori “semplici” che compongono il citato macro-indicatore M1, così definiti:

- 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<sup>5</sup>;
- 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.

In funzione dei valori assunti dai citati indicatori è possibile quantificare il livello di perdita idrica attribuibile al territorio gestito (anche in termini di classi di appartenenza) e, al contempo, individuare l’obiettivo di contenimento delle perdite (ovvero di mantenimento di bassi tenori di perdite, per le gestioni già performanti).

Le analisi mostrate nel seguito riguardano un campione composto da 163 gestioni che servono circa 49,0 milioni di abitanti, con una copertura pari all’84,6% della popolazione residente italiana e una distribuzione tra le diverse aree geografiche come illustrato nella figura 5.1: il 30,2% della popolazione rappresentata è servita da gestioni che operano nel Nord-Ovest; il 20,9% e il 22,5% è rappresentata da gestioni operanti rispettivamente nelle regioni del Nord-Est e nel Centro; il 26,4% nell’area Sud e Isole. Si precisa che il campione non include i gestori che svolgono il solo servizio di captazione, trattamento e/o adduzione (c.d. gestori grossisti), in analogia con l’impostazione adottata nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

**FIG. 5.1** Macro-indicatore M1 – Perdite idriche: distribuzione della popolazione del campione per area geografica



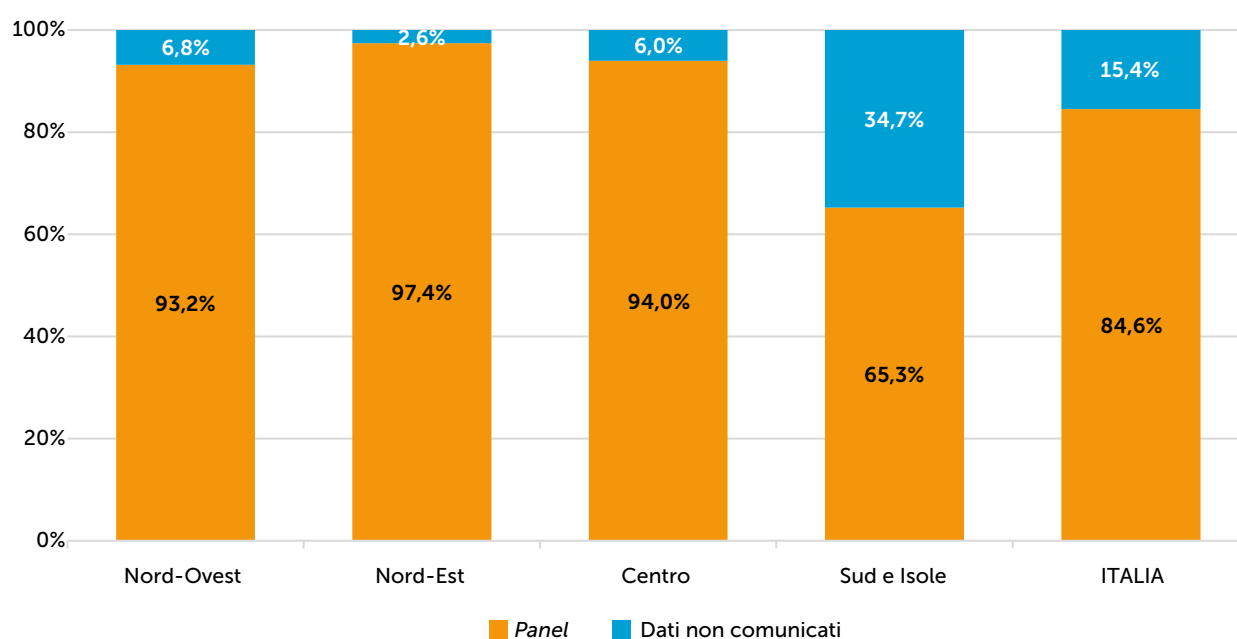
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta “Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)” (delibera 107/2022/R/idr).

<sup>5</sup> Si rammenta che, con la delibera 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr, la formula di determinazione dell’indicatore M1a è stata modificata al fine di ottemperare alla pronuncia del Consiglio di Stato n. 2672/2021, introducendo – all’interno della lunghezza complessiva della rete – anche l’estensione lineare delle condotte di allaccio. Al contempo, sono state riformulate le classi di appartenenza del macro-indicatore M1 – “Perdite idriche” per la definizione del pertinente obiettivo. Alla luce di ciò, i valori relativi all’M1a sono stati rideterminati, con effetto retroattivo anche sui dati precedentemente comunicati, a partire dall’anno 2016, che costituisce il punto di partenza stabilito dall’RQTI.

Rispetto al campione considerato nell'ambito della precedente *Relazione Annuale*, si nota un lieve incremento, all'interno del campione, delle gestioni operanti nell'area Sud e Isole.

Il campione analizzato (Fig. 5.2), in analogia con quanto già osservato nella precedente *Relazione Annuale*, risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori che si attesta intorno a valori compresi tra il 93% e il 97% della popolazione ivi residente), mentre raggiunge il 65% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole, in costante aumento rispetto ai dati disponibili per le precedenti ricognizioni. Le regioni con il minore grado di ottemperanza alla raccolta dati in argomento sono la Calabria, il Molise e la Sicilia.

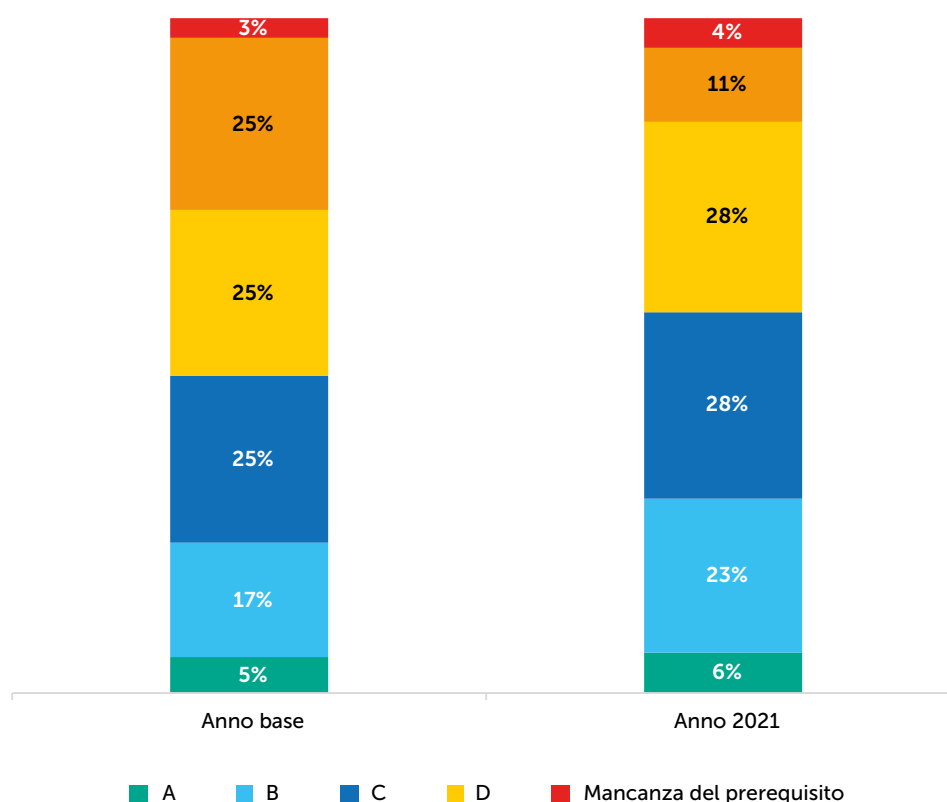
**FIG. 5.2** Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/ldr).

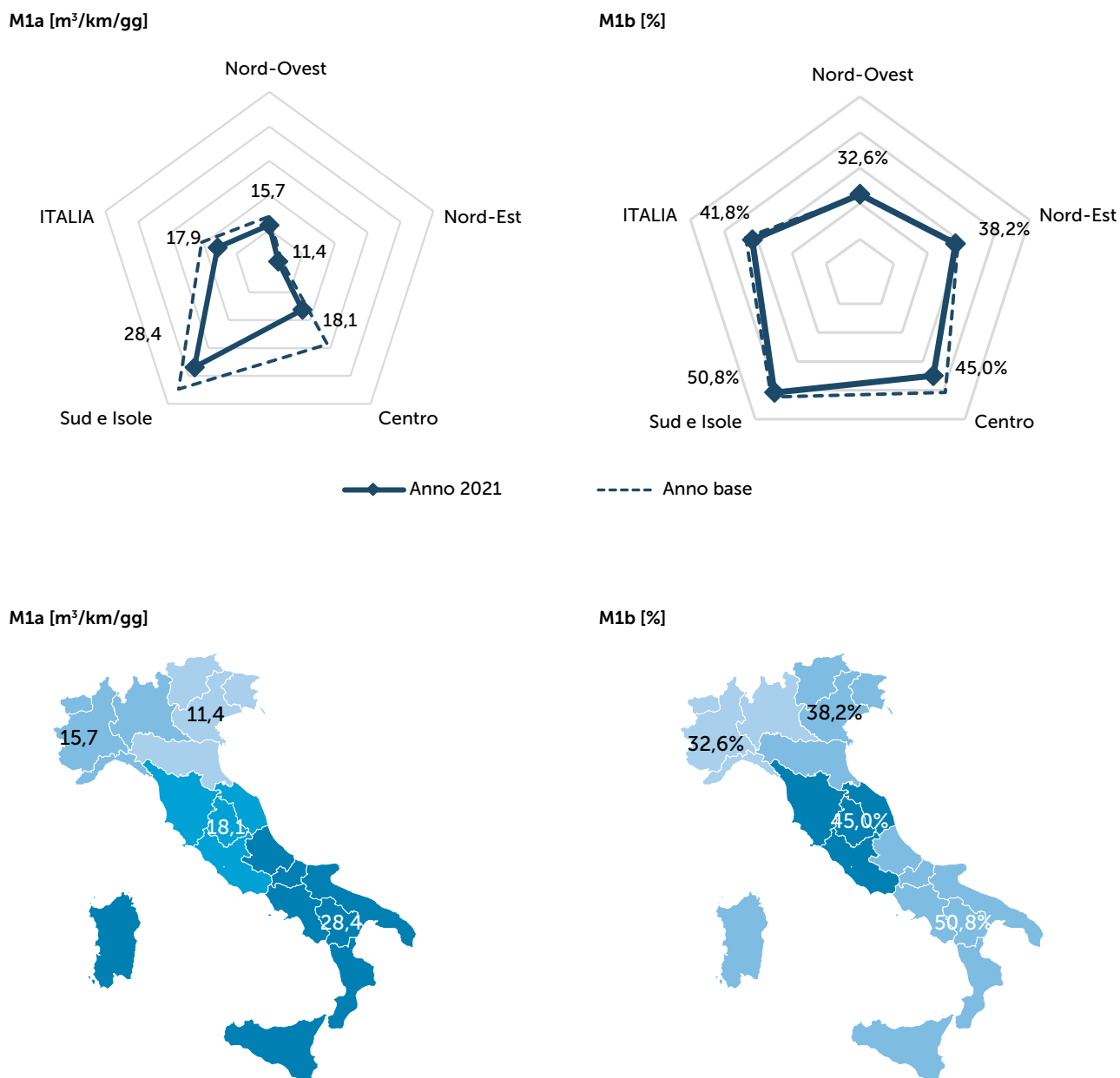
Rispetto alla rilevazione condotta con riferimento all'anno base, si registra un significativo miglioramento, confermando il *trend* di costante avanzamento dei progressi in termini di riduzione delle perdite idriche: la popolazione servita da gestori che si collocano nella classe di eccellenza (classe A) oppure nella classe B, infatti, mostra un incremento a fronte di una contrazione delle gestioni che si posizionano nella classe peggiore (classe E). Si evidenzia, infine, un lieve incremento della popolazione il cui servizio è gestito da soggetti che presentano il mancato conseguimento dei prerequisiti relativi alla disponibilità e affidabilità dei dati (4% della popolazione servita), riconducibile alla presenza – nel nuovo *panel* di riferimento – di alcuni operatori caratterizzati da carenze in tal senso.

**FIG. 5.3** Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

A livello nazionale, per il campione analizzato, le perdite idriche lineari sono risultate mediamente pari a 17,9 m<sup>3</sup>/(km x gg) e le perdite percentuali mediamente pari al 41,8%, mostrando una lieve flessione rispetto ai dati registrati nell'anno base (anno in cui sono stati mediamente rilevati valori rispettivamente pari a 20,3 m<sup>3</sup>/(km x gg) – a valle delle modifiche apportate alla formula di calcolo dell'indicatore M1a – e al 43,7%). Per il macro-indicatore in analisi, si osserva una lenta ma costante riduzione dei livelli di perdita idrica. I ritardi nel conseguimento di apprezzabili miglioramenti in questo ambito, come già rilevato nella precedente *Relazione Annuale*, potrebbero essere riconducibili con buona probabilità alla sospensione delle attività svolte nei cantieri nel periodo compreso tra il 2020 e il 2021 a causa della pandemia da Covid-19, che ha impedito la realizzazione di parte degli interventi previsti (Fig. 5.4), oltre alla già menzionata circostanza di avere inserito nel campione nuove gestioni con criticità specifiche.

**FIG. 5.4** Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2022" (delibera 107/2022/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.

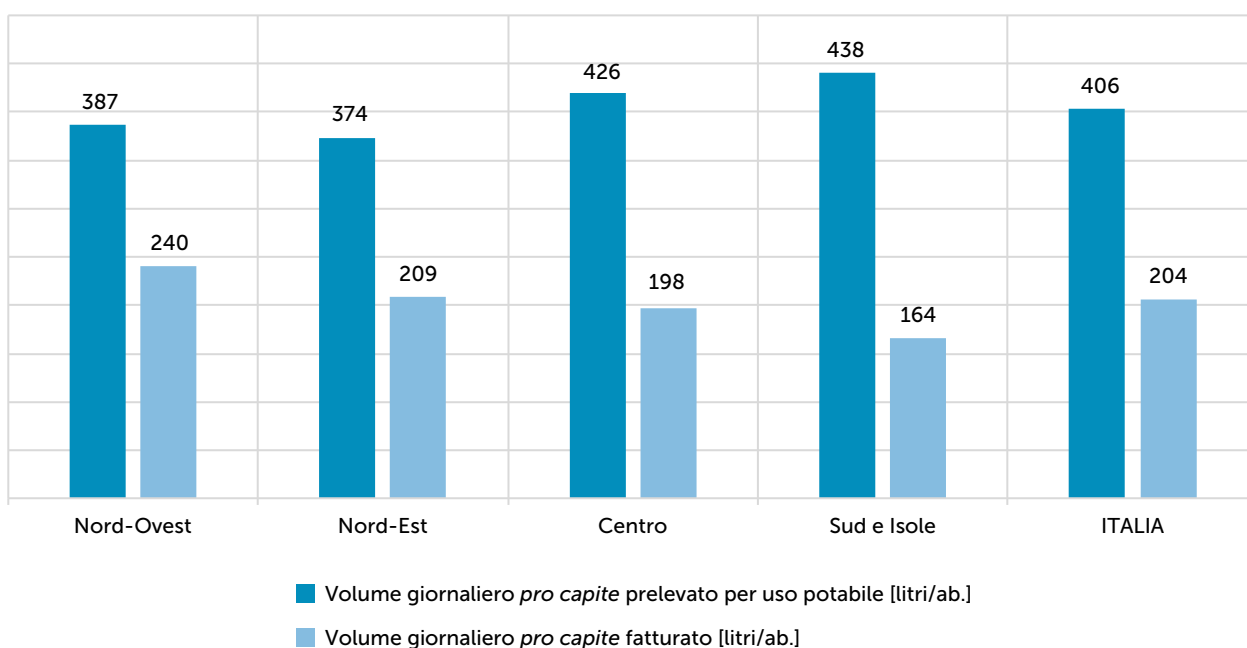
Come mostrato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, il dato medio nazionale relativo al volume *pro capite* prelevato a uso potabile<sup>6</sup> si attesta su valori superiori a 400 litri/(ab x gg), a fronte di un volume medio fatturato

<sup>6</sup> Volumi in ingresso nei sistemi di acquedotto, inclusi quelli destinati a tipologie d'utenza diverse dal domestico, prelevati direttamente dall'ambiente o importati da altri soggetti. Nell'analisi non sono stati inclusi i gestori che si occupano del solo trasporto della risorsa.



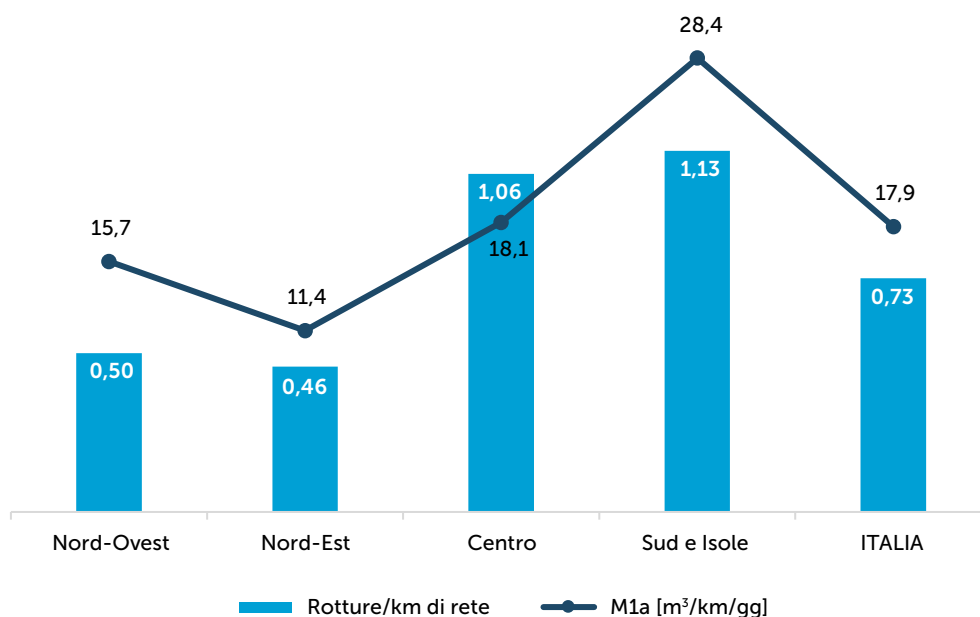
alle utenze di circa 200 litri/(ab x gg), con un *gap* via via crescente passando dai gestori del Nord, ai gestori del Centro, ai gestori del Sud e Isole (Fig. 5.5). Occorre comunque specificare che la quota di consumo non fatturato non corrisponde per intero alle perdite idriche, dal momento che comprende anche i consumi autorizzati (per esempio, lavaggi di reti, se misurati) non fatturati.

**FIG. 5.5** Volumi medi giornalieri pro capite prelevati e fatturati



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

A livello nazionale, è stato registrato un numero medio di rotture pari a 0,73/km di rete, sostanzialmente in linea con il dato medio rilevato con la precedente ricognizione, pur in presenza delle già riferite differenze rinvenibili a livello locale, evidenziando inoltre una correlazione positiva tra i valori medi rilevati per l'indicatore M1a e il numero di rotture per lunghezza di rete (Fig. 5.6).

**FIG. 5.6** Numero di rotture per km di rete, confronto con M1a – Perdite idriche lineari, per area geografica

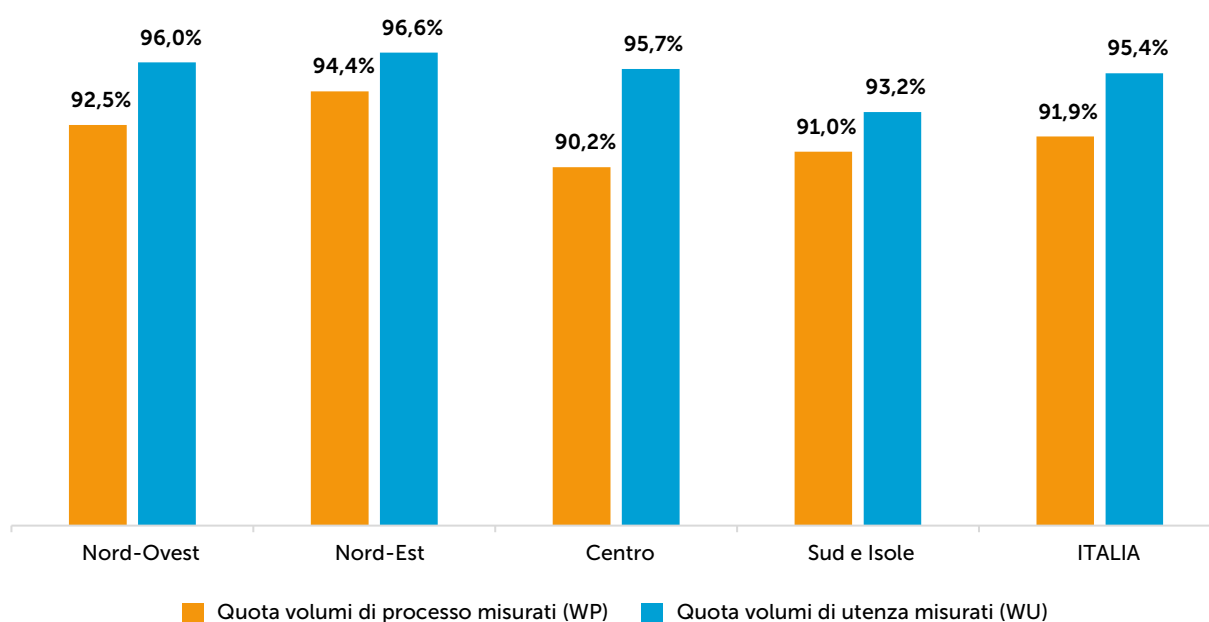
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

## 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 regolazione<sup>7</sup>. 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 al di fuori del meccanismo di premi e penalità introdotto dall'RQTI, previa motivata istanza avanzata dall'Ente di governo dell'ambito.

Con riferimento all'anno 2021, si sono registrati elevati tassi di misurazione dei volumi, con riferimento sia alla misura di processo che alla misura di utenza, essendo stati conseguiti livelli medi nazionali pari rispettivamente a 91,9% e 95,4% (Fig. 5.7). Le gestioni che non hanno raggiunto una o entrambe le soglie minime previste per il citato prerequisito sui dati di misura sono state complessivamente quindici. Il confronto con i dati relativi all'anno base sui medesimi indicatori mostra un incremento medio nazionale della quota di volumi di processo misurati (WP) del 2% e, al contrario, una riduzione – seppure lieve – della quota di volumi di utenza misurati (WU) dello 0,6%. Il dato in controtendenza registrato in relazione al parametro WU potrebbe essere riconducibile alle difficoltà di lettura diretta dei misuratori parzialmente o non accessibili, durante il periodo della pandemia da Covid-19, come segnalato in più occasioni dagli operatori preposti a tali attività.

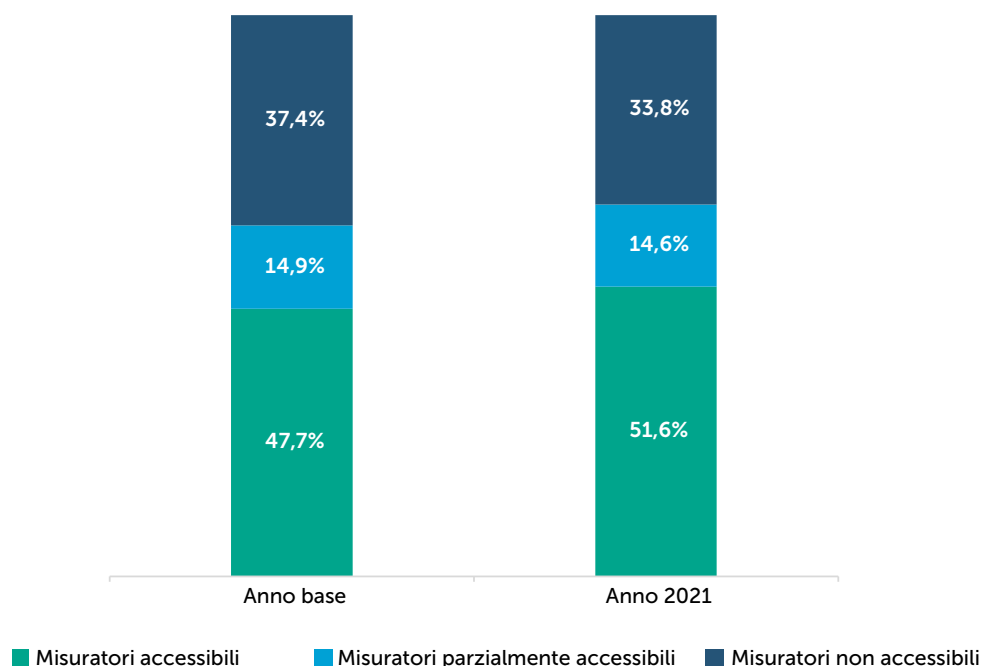
<sup>7</sup> Tale prerequisito prevede che almeno il 70% dei volumi di processo totali sia oggetto di misurazione e che almeno il 90% dei volumi di utenza totali derivi dalla lettura di un misuratore installato presso l'utenza. Si rammenta che, come definito nell'allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 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 (RQT) 2022" (delibera 107/2022/R/ldr).

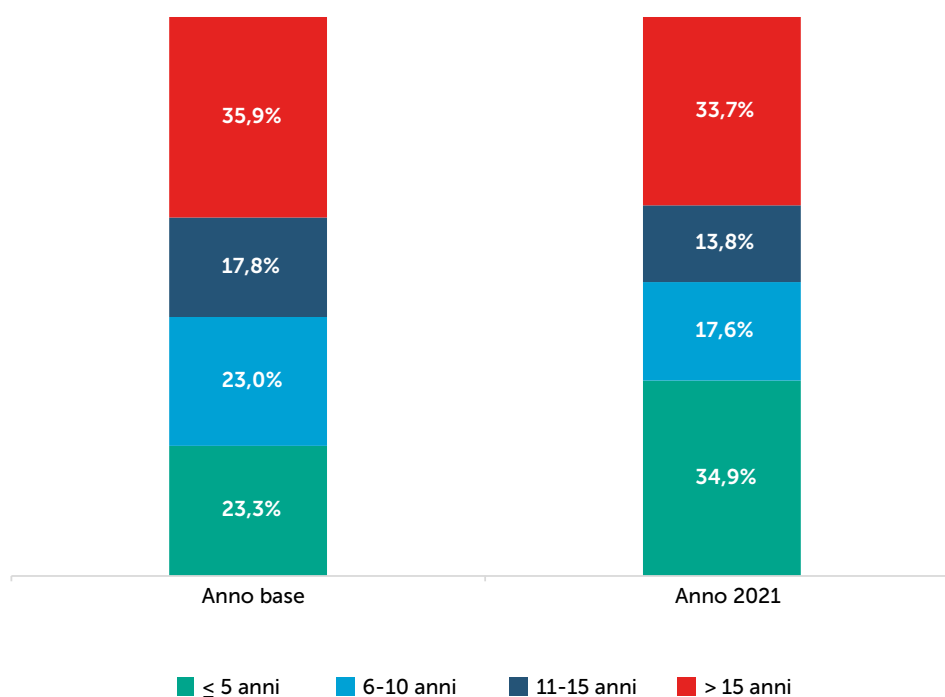
In relazione alla diffusione dei misuratori presso le utenze finali, pur avendo già indicato nelle precedenti *Relazioni Annuali* livelli molto buoni di installazione, per l'anno 2021 si registra un ulteriore lieve incremento, tale da portare il tasso di utenze dotate di misuratore dal 98,1% (valore registrato per l'anno base) al 98,9%. Rispetto all'anno 2016, si registra inoltre un incremento nel tasso di utenze dotate di misuratori accessibili agli operatori, come mostrato nella figura 5.8, anche se questo aspetto non è stato sufficientemente esteso da bilanciare il sopra citato calo di misurazione dei volumi di utenza rilevato con riferimento ai medesimi anni. L'incremento nei tassi di accessibilità ai misuratori d'utenza da parte degli operatori potrebbe essere riconducibile, tra l'altro, agli interventi di sostituzione massiva dei contatori che già da qualche anno sono stati pianificati e posti in essere in vaste aree del territorio, in ottemperanza ai dettami del decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93<sup>8</sup>, relativo ai controlli sugli strumenti di misura. Tali attività costituiscono un'occasione per l'installazione anche di misuratori di tipo *smart* oppure di modifica delle allocazioni degli strumenti tradizionali in posizioni maggiormente favorevoli alle operazioni di lettura esterne.

8 In particolare, il decreto ministeriale n. 93/2017 stabilisce una periodicità della verifica degli strumenti di misura dell'acqua pari a 10 anni in caso di misuratori meccanici e a 13 anni per quelli statici, prevedendo, altresì, che tali obblighi possano essere derogati nell'ambito dei provvedimenti di regolazione adottati dall'Autorità "anche in funzione di eventuali piani di miglioramento dei servizi di misura con sostituzione degli strumenti di misura esistenti e per coordinare i conseguenti adempimenti, evitare oneri sproporzionati per gli operatori e riflessi negativi sui livelli dei prezzi".

**FIG. 5.8** *Suddivisione delle utenze in funzione del grado di accessibilità ai misuratori*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Coerentemente con le ultime rilevazioni svolte, l'età media del parco misuratori d'utenza risulta in diminuzione, tenuto conto dei numerosi investimenti posti in essere in tale ambito. Nella successiva figura 5.9, 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 il 35%) e una contestuale contrazione della classe costituita da misuratori più vecchi di 15 anni.

**FIG. 5.9** *Suddivisione del numero di misuratori d'utenza per classi d'età*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

In tema di misura, è vigente dall'anno 2016 una regolazione specifica introdotta con la delibera 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, in sostituzione del precedente indicatore semplice G1.1 – "Quota di volumi misurati sui totali". Più nello specifico, sono stati introdotti i seguenti indicatori prestazionali, da utilizzarsi per la valutazione di affidabilità dei valori di M1:

- G1.1<sub>ut</sub> 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 m<sup>3</sup> (ovvero pari a 3 per gli utenti finali con consumi medi annui superiori a 3.000 m<sup>3</sup>) e il volume complessivamente consumato dalle utenze;
- G1.1<sub>proc</sub> 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<sub>ut</sub> 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<sub>proc</sub> rappresentato dal rapporto tra i volumi di processo rilevanti per il calcolo di M1 per i quali la misura è stata rilevata con modalità di telelettura da remoto (cosiddetta *smart*) e i volumi di processo totali.

I primi dati raccolti in relazione ai citati indicatori mostrano mediamente un sufficiente livello di partenza nel tasso di utenze per le quali sono state raccolte le misure in numero almeno pari a quello previsto dal TIMSII (G1.1<sub>ut</sub> = 76,3%), evidenziando al contempo margini di miglioramento, atteso che l'indicatore include anche le letture validate provenienti da comunicazioni degli utenti stessi. Anche in merito ai volumi di processo, è possibile notare un significativo livello di presidio dei punti di misura rilevanti per il calcolo di M1 (G1.1<sub>proc</sub> = 78,2%); tuttavia, anche in questo ambito sono auspicabili miglioramenti nel prossimo futuro.

Per quanto riguarda il tasso di diffusione delle tecnologie più innovative, si rileva, come atteso, un *gap* evidente tra l'applicazione di tali tecnologie ai fini della quantificazione dei volumi di utenza (G1.2<sub>ut</sub> = 4,7%) e l'utilizzo delle medesime per la determinazione dei volumi di processo (G1.2<sub>proc</sub> = 46,8%), dal momento che storicamente i dispositivi di telelettura sono stati più ampiamente utilizzati nei punti nodali delle infrastrutture idriche per i benefici che tali tecnologie apportano alla gestione delle medesime infrastrutture, nonché per la numerosità di punti da monitorare che generalmente risulta inferiore a quella dei punti di misura associati agli utenti finali.

## Continuità del servizio

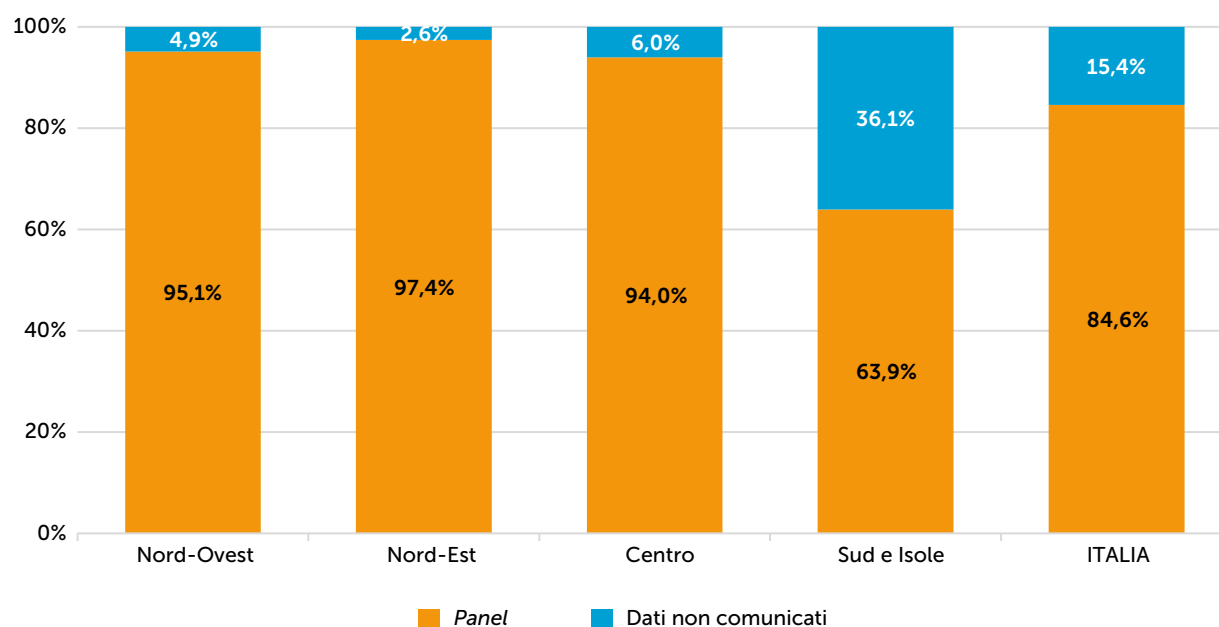
Al fine di promuovere attività volte a garantire un adeguato servizio dal punto di vista della continuità nell'erogazione della risorsa idrica, il modello di regolazione della qualità tecnica ha introdotto il macro-indicatore M2 – "Interruzioni del servizio". Esso è definito come sommatoria dei prodotti della durata di ciascuna interruzione<sup>9</sup>

<sup>9</sup> L'RQTI definisce interruzione del servizio di acquedotto "la mancata fornitura del servizio, per un utente finale, alle condizioni minime di portata e carico idraulico definite dalla normativa vigente o, nei casi previsti, specificate nel contratto di utenza; sono ricomprese tutte le tipologie di interruzione, incluse quelle per razionamento idrico in condizioni di scarsità".

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 finali<sup>10</sup> serviti dal gestore.

Con riferimento al citato macro-indicatore, il *panel* di riferimento per le analisi mostrate nel seguito (relative all'anno 2021)<sup>11</sup> è composto da 162 gestioni, che servono nel complesso circa l'85% della popolazione residente italiana (49,0 milioni di abitanti). La distribuzione della popolazione per area geografica si discosta di poco da quella mostrata nella figura 5.2 per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche. Considerando la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.10), l'area meno rappresentata risulta, come già evidenziato per il macro-indicatore M1, quella meridionale e insulare (63,9%), sebbene in graduale avvicinamento alla copertura media registrata per le altre aree del Paese (superiore al 90%).

**FIG. 5.10** Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

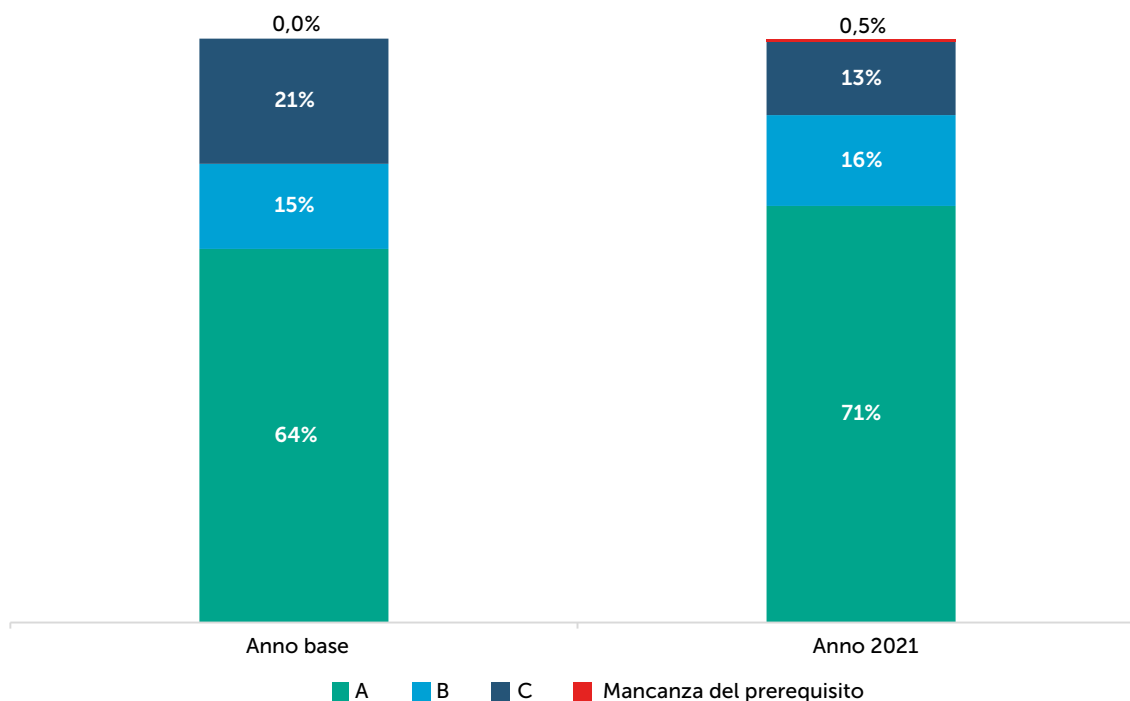
Osservando il posizionamento della popolazione all'interno delle classi individuate dall'RQTI per il macro-indicatore in argomento, si evidenzia che il 71% della popolazione è servito da gestori che hanno garantito una buona continuità del servizio di erogazione, posizionandosi in classe A (cui corrisponde una durata delle interruzioni inferiore alle 6 ore/anno per utente); il 16% della popolazione è servito da gestori che si collocano in classe B (caratterizzata da un livello di interruzioni inferiore a 12 ore/anno/utente); il 13% della popolazione è servito da operatori che si posizionano in classe C (cui corrisponde una durata media delle interruzioni del servizio per utente almeno pari a 12 ore all'anno). Si evidenzia, inoltre, una piccola percentuale di popolazione i cui gestori non hanno conseguito il prerequisito sulla disponibilità e affidabilità dei dati per la costruzione del macro-indicatore, non avendo ancora terminato le attività necessarie a rilevare le grandezze sottese al macro-indicatore,

<sup>10</sup> Nel conteggio deve essere considerato, per le utenze condominiali, il numero di utenti indiretti sottesi, ai sensi dell'art. 9 dell'RQTI.

<sup>11</sup> Come più sopra specificato, i dati mostrati nelle analisi della presente *Relazione Annuale* differiscono da quelli proposti nella *Relazione Annuale 2021* per l'incremento del campione di riferimento. Si precisa inoltre che, nel campione relativo all'area geografica Sud e Isole, non è stata considerata una gestione specifica che presenta, per l'anno 2021, un valore di M2 assolutamente anomalo e non ancora sottoposto a istruttoria.

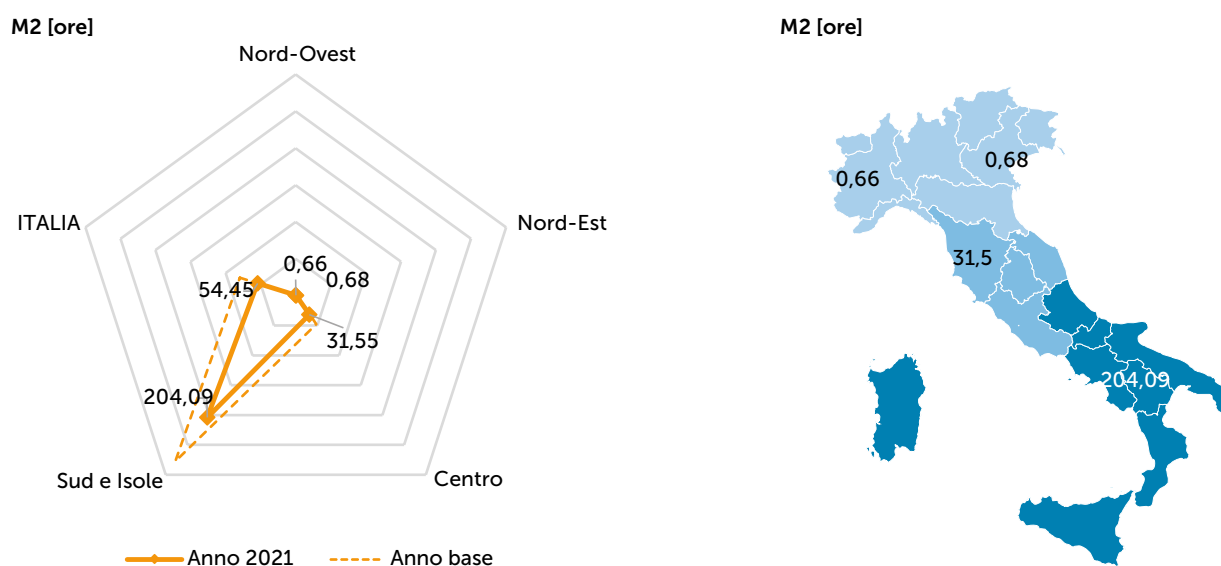
che richiedono la registrazione puntuale delle interruzioni occorse e delle rispettive utenze interessate (Fig. 5.11). Rispetto ai dati raccolti per l'anno base si rileva un progressivo miglioramento delle *performance* conseguite dai gestori.

**FIG. 5.11** *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio di acquedotto*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

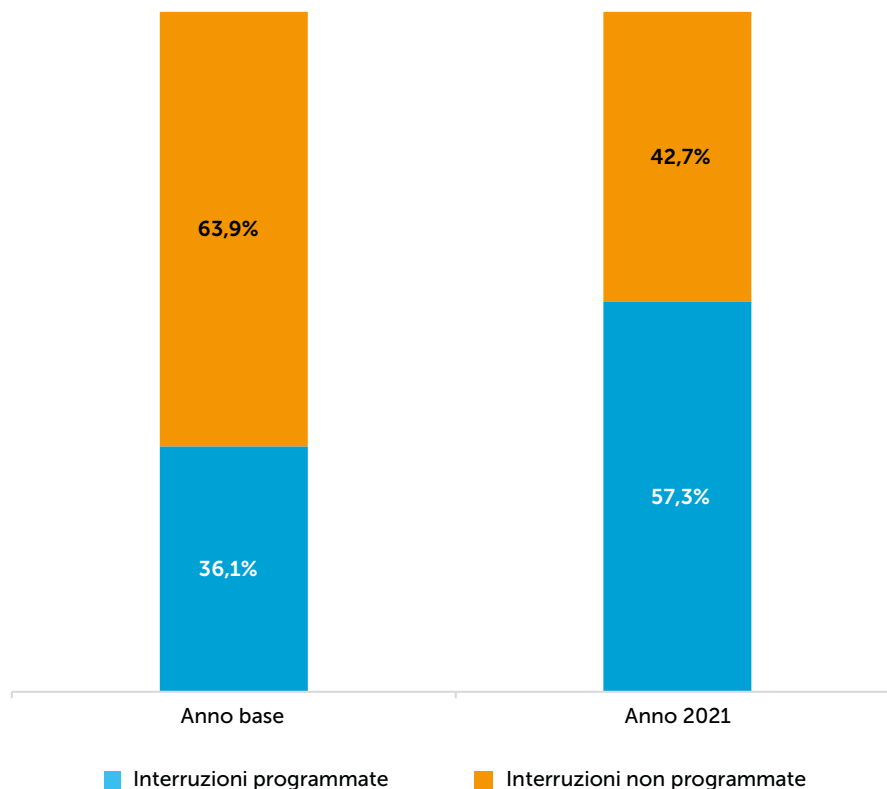
Le maggiori difficoltà nel mantenimento di adeguati livelli di continuità del servizio sono localizzabili, come già evidenziato, nell'area meridionale e insulare (Fig. 5.12), per la quale è stato registrato un valore medio di interruzioni per utente all'anno pari a 204 ore, comunque in miglioramento rispetto ai dati comunicati per l'anno base. In tali realtà, i soggetti competenti hanno dichiarato che i risultati di miglioramento sono rallentati dall'elevata incidenza delle interruzioni programmate dovute alle "turnazioni", anche a seguito delle stagioni particolarmente siccitose che hanno caratterizzato gli anni più recenti. A ciò si aggiungono comunque le carenze delle infrastrutture a servizio di taluni territori, per i quali non risulta possibile l'alimentazione "H24". In relazione alle situazioni particolarmente critiche, occorre mantenere valida la richiesta di rafforzare il presidio dell'efficacia degli investimenti individuati nel programma degli interventi per contenere e superare le citate criticità.

**FIG. 5.12** Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Dall'avvio della regolazione della qualità tecnica, si sta assistendo a una progressiva inversione nell'incidenza tra interruzioni cosiddette programmate e quelle non programmate, dove queste ultime derivano da segnalazioni al pronto intervento (o da avviso di telecontrollo/controllo interno) e sono riconducibili a situazioni di disagio o di pericolo tali da richiedere interventi non differibili nel tempo. Dai dati raccolti con riferimento all'anno 2021, in particolare, si evidenzia un tasso di interruzioni programmate pari al 57% sul totale delle interruzioni di durata superiore all'ora registrate, contro un valore riportato nella *Relazione Annuale 2020* pari al 36% del totale (Fig. 5.13).



**FIG. 5.13** Interruzioni programmate e non programmate

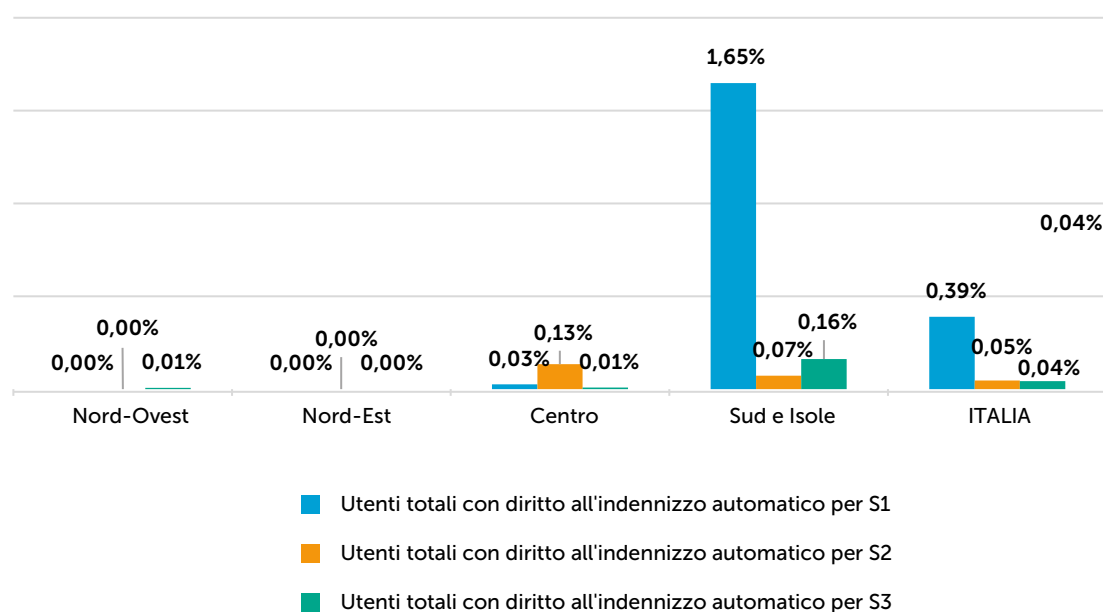
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

In relazione alla continuità del servizio di erogazione, l'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 2021 (Fig. 5.14), a livello medio nazionale, l'indicatore che ha registrato il maggiore 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" (0,39% delle utenze totali servite). Per tale indicatore, soprattutto alcuni gestori collocati nell'area geografica meridionale e insulare, hanno rilevato le maggiori criticità, come già rilevato nelle analisi relative al macro-indicatore M2 mostrate in precedenza. I livelli medi nazionali, relativi alle quote di utenze aventi diritto all'indennizzo automatico a causa del mancato rispetto dei rispettivi standard specifici associati agli ulteriori due indicatori, sono risultati simili (circa 0,05%).

**FIG. 5.14** 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 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

L'RQTI prevede che l'EGA possa stabilire, per il territorio di propria competenza, standard 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.

### Qualità dell'acqua erogata

Come anticipato nei paragrafi che precedono, l'attività svolta dalle gestioni nell'erogazione del servizio di acquedotto viene valutata anche dal punto di vista dell'adeguatezza organolettica della risorsa consegnata alle utenze allacciate. Più nello specifico, nel modello di regolazione introdotto dall'Autorità è stato definito il macro-indicatore M3 – "Qualità dell'acqua erogata", con il quale vengono sottoposti ad analisi i seguenti aspetti:

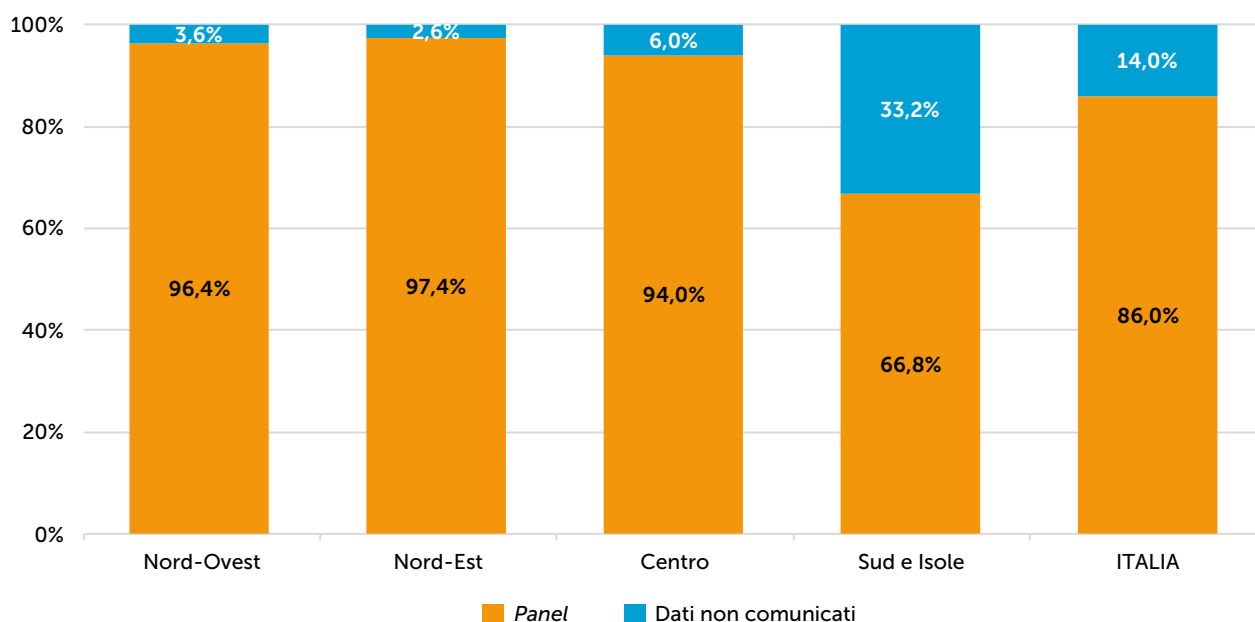
- la presenza e la magnitudo delle ordinanze di non potabilità emesse nel corso dell'anno dalle Autorità preposte (indicatore M3a), espresse in termini di utenze coinvolte<sup>12</sup> e durata di ciascuna ordinanza rispetto alle utenze complessive;
- il tasso di non conformità alla normativa in materia, 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 2021 è composto da 164 gestioni, che servono nel complesso circa l'86,0% della popolazione residente italiana (circa 49,8 milioni di abitanti). Come già osservato per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio, la distribuzione della popolazione per area geografica rispecchia sostanzialmente quella mostrata nella figura 5.2 per il macro-indicatore M1 – Perdite

<sup>12</sup> Incluse le utenze indirette sottese alle utenze condominiali.

idriche. Considerando la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.15), l'area meno rappresentata risulta, come già evidenziato per i due macro-indicatori M1 e M2, quella meridionale e insulare (66,8%), con buoni livelli di risposta per le aree del Nord e del Centro Italia (superiori al 90%).

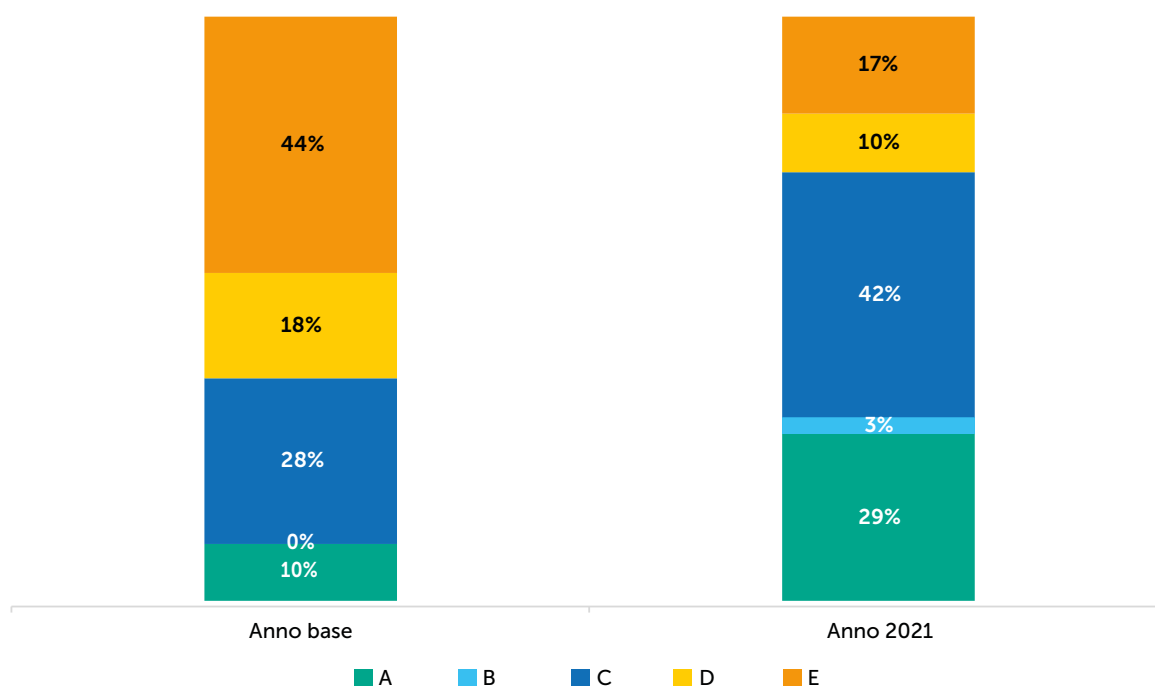
**FIG. 5.15** Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del panel, per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Nella figura 5.16 è mostrato il confronto della distribuzione della popolazione servita dai gestori in funzione delle differenti classi individuate dall'RQT per il macro-indicatore M3, per gli anni 2021 e per l'anno di base. L'analisi dei dati relativi all'annualità più recente mostra che il 29% della popolazione si trova in condizioni ottimali (classe A, caratterizzata in particolare dall'assenza di ordinanze di non potabilità nell'anno in considerazione e da un tasso contenuto di campioni e parametri non conformi), il 45% del campione si colloca in una situazione intermedia (classi B o C, caratterizzate da un numero limitato di ordinanze di non potabilità, associato a un tasso non elevato di campioni e parametri non conformi), il 10% della popolazione è servita da gestori per i quali si riscontra un numero limitato di ordinanze di non potabilità unitamente però a un tasso elevato di campioni e parametri non conformi (classe D) e il restante 17% è servito da gestori per i quali si sono registrati impatti significativi in termini di numero e/o durata delle ordinanze di non potabilità nell'anno (classe E). È possibile evidenziare, nel complesso, buoni miglioramenti in relazione alla qualità dell'acqua erogata rispetto alla situazione iniziale relativa all'anno 2016.

**FIG. 5.16** Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata

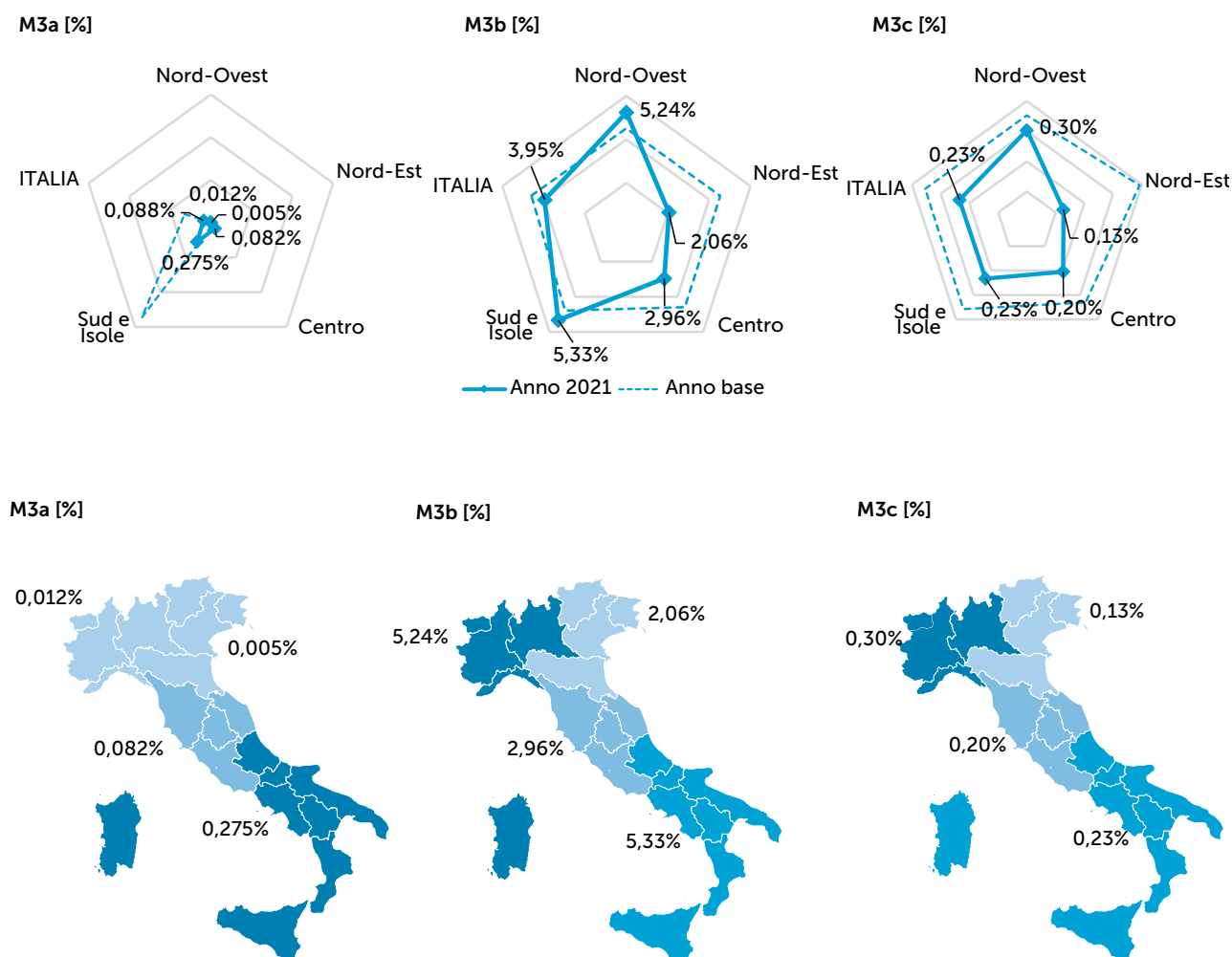


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

In merito ai prerequisiti associati al macro-indicatore M3, non si evidenziano particolari criticità, essendo presente una sola piccola gestione per la quale è stata dichiarata l'assenza sia del prerequisito attinente alla conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita, in termini di adempimento alle procedure di verifica della qualità dell'acqua stabilite dal decreto legislativo n. 31/2001, sia del prerequisito riferito alla disponibilità e affidabilità dei dati per la quantificazione del macro-indicatore.

Con riferimento al campione allargato relativo all'anno 2021, per l'indicatore M3a (incidenza delle ordinanze di non potabilità) si osserva un valore medio nazionale dello 0,088%, in deciso miglioramento rispetto al valore medio registrato per l'anno di base (0,323%); si notano inoltre valori medi del 3,95% per M3b (percentuale dei campioni non conformi) e dello 0,23% per M3c (percentuale dei parametri non conformi), anch'essi in diminuzione rispetto ai dati medi rilevati in fase di avvio della regolazione specifica (Fig. 5.17). Su base territoriale, in relazione all'anno 2021, si evidenziano valori di M3a più contenuti nel Nord e più critici nell'area meridionale. Per quanto concerne gli indicatori sul tasso di non conformità dei campioni (M3b e M3c), si notano segnali di miglioramento, in particolare per il Centro e il Nord-Est. Si evidenzia, tuttavia, un peggioramento nel dato medio dell'indicatore M3b rilevato nell'area Nord-Ovest, motivato da taluni gestori che hanno rilevato episodi di contaminazioni legate a parametri microbiologici ricompresi nella parte C dell'allegato 1 del DLgs n. 31/2001 (cosiddetti parametri indicatori, per i quali il DLgs n. 31/2001 prevede criteri di valutazione meno stringenti rispetto ai parametri di cui alle parti A e B, nel caso di manifestazione di eventuali non conformità).

**FIG. 5.17** Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi, per area geografica

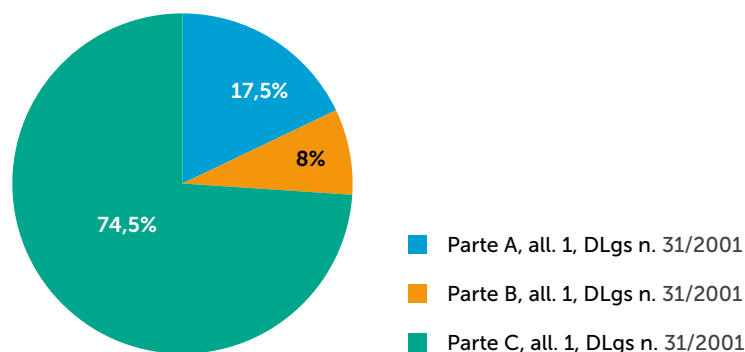


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

In relazione ai campioni che presentano non conformità ai limiti normativi di cui agli indicatori M3b e M3c, le valutazioni sono svolte prendendo come riferimento il DLgs n. 31/2001, che prevede una classificazione dei parametri oggetto di verifica in microbiologici, chimici e indicatori, suddividendoli rispettivamente nelle parti A, B e C<sup>13</sup> dell'allegato 1 al medesimo decreto<sup>14</sup>. In relazione ai dati 2021, si osserva (Fig. 5.18) che l'incidenza maggiore di non conformità si rileva per i parametri indicatori (74%), mentre tassi inferiori di mancata conformità si sono registrati per i parametri microbiologici di cui alla parte A dell'allegato 1 (17%) e chimici (8%), sostanzialmente confermando la suddivisione rappresentata nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

<sup>13</sup> In sintesi, nella parte A sono inclusi i parametri microbiologici Escherichia Coli e Enterococchi. Nella parte B sono elencati diversi parametri chimici, tra cui metalli, sottoprodotti di disinfezione, nitriti e nitrati, antiparassitari e idrocarburi policiclici aromatici. Nella parte C sono raggruppati parametri sia di tipo chimico sia di tipo microbiologico, cosiddetti "indicatori" della qualità dell'acqua, tra cui ferro, manganese, sodio, torbidità, colore, odore e sapore.

<sup>14</sup> Recentemente è stato emanato il decreto legislativo n. 18/2023 che abroga il decreto legislativo n. 31/2001, in recepimento della direttiva 12 dicembre 2021, n. 2184 (rifusione della direttiva 98/83/CE). Gli effetti sui limiti maggiormente restrittivi di alcuni parametri e sulla gamma dei parametri da analizzare nel complesso, introdotti dalla nuova normativa, saranno cogenti, in Italia, a partire da gennaio 2026; per tale motivo, allo stato attuale, i riferimenti alla conformità normativa sulle acque potabili nell'ambito dell'RQTI sono tuttora al decreto legislativo n. 31/2001.

**FIG. 5.18** Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C dell'allegato 1 al decreto legislativo n. 31/2001

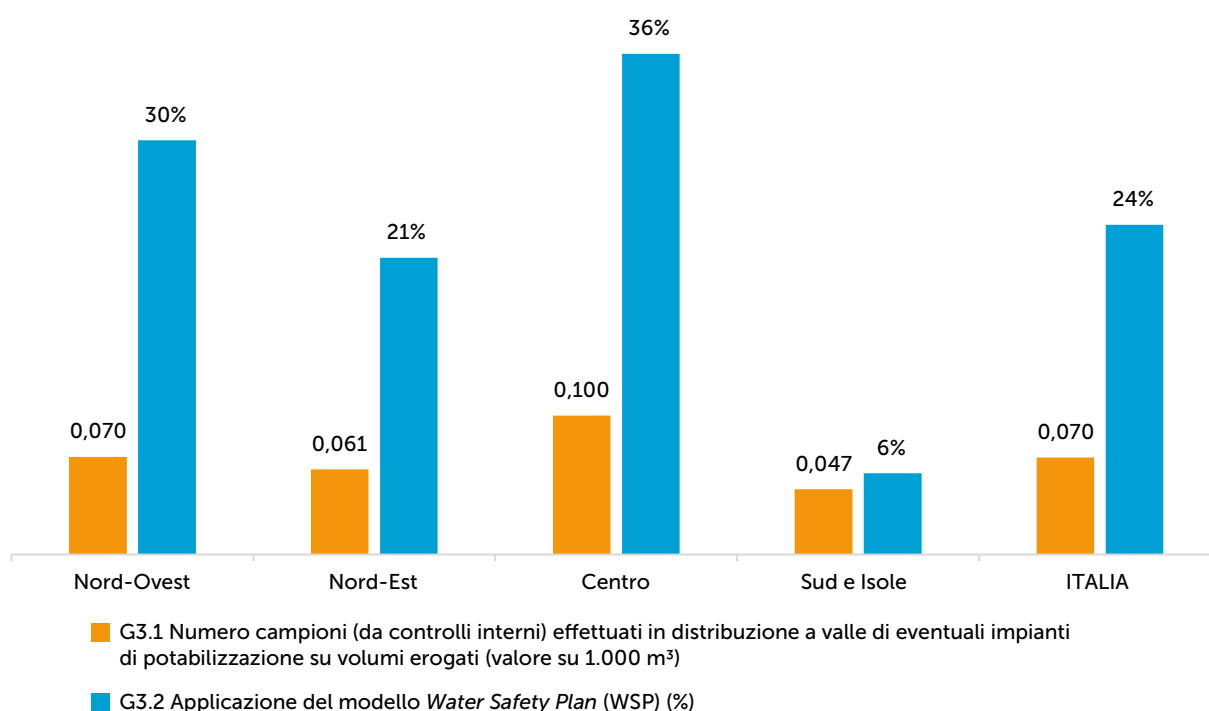
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Nell'ambito delle valutazioni svolte in materia di qualità dell'acqua erogata, nell'RQTI vengono presi in considerazione anche taluni indicatori semplici, tra cui la numerosità dei campioni svolti in distribuzione a valle di eventuali impianti di potabilizzazione rispetto ai volumi erogati e il tasso di applicazione dei Piani di sicurezza dell'acqua (ovvero *Water Safety Plans* (WSP)), introdotti in Italia dal decreto del Ministero della salute 14 giugno 2017 e ora rafforzati nel DLgs n. 18/2023. 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 il numero di gestioni che hanno adottato, anche in modo parziale e/o solo su una porzione limitata del territorio servito, il modello *Water Safety Plan*, è in aumento, essendo passato da 27 gestioni rilevate per l'anno 2019 a 42 gestioni, cui corrisponde il 61% della popolazione servita complessivamente. In termini di utenze, l'applicazione del modello WSP è mediamente pari al 24% delle utenze servite, con differenze a carattere locale. Da ultimo, riguardo alla numerosità di campioni eseguiti dai gestori del *panel* analizzato, si evidenzia un valore medio nazionale del numero di campioni da controlli interni effettuati in distribuzione (a valle di eventuali impianti di potabilizzazione) pari a 0,07 ogni 1.000 metri cubi annui erogati<sup>15</sup> (Fig. 5.19).

<sup>15</sup> Si specifica che per i volumi erogati sono stati considerati i consumi fatturati in distribuzione (RW).

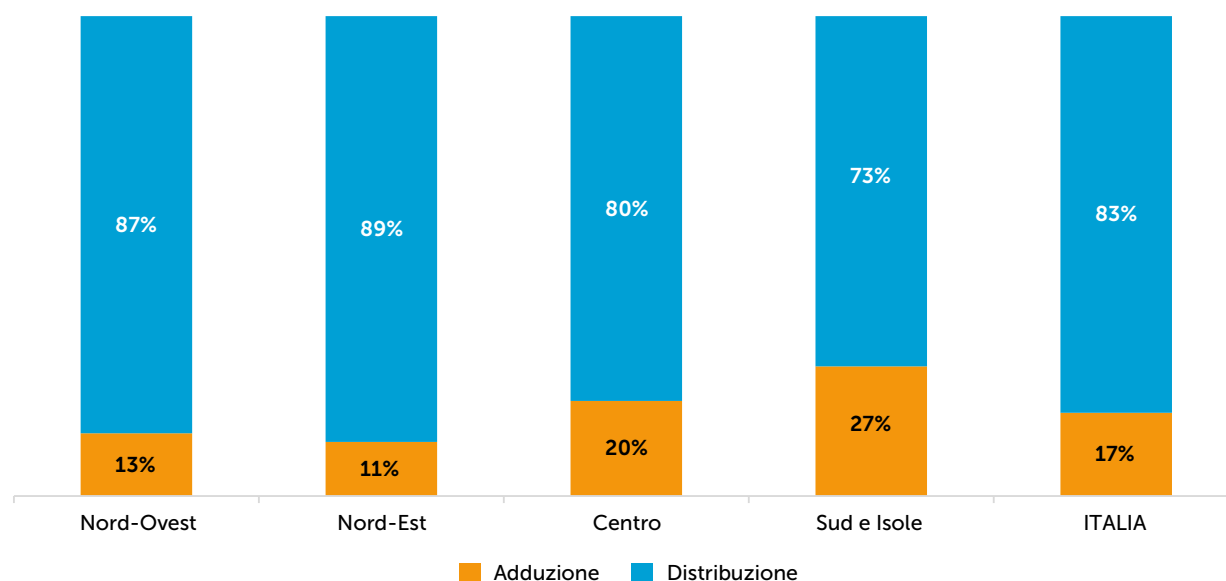
**FIG. 5.19** Quota di utenti per i quali è stato applicato il Water Safety Plan e numerosità dei campioni rispetto ai volumi erogati, per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

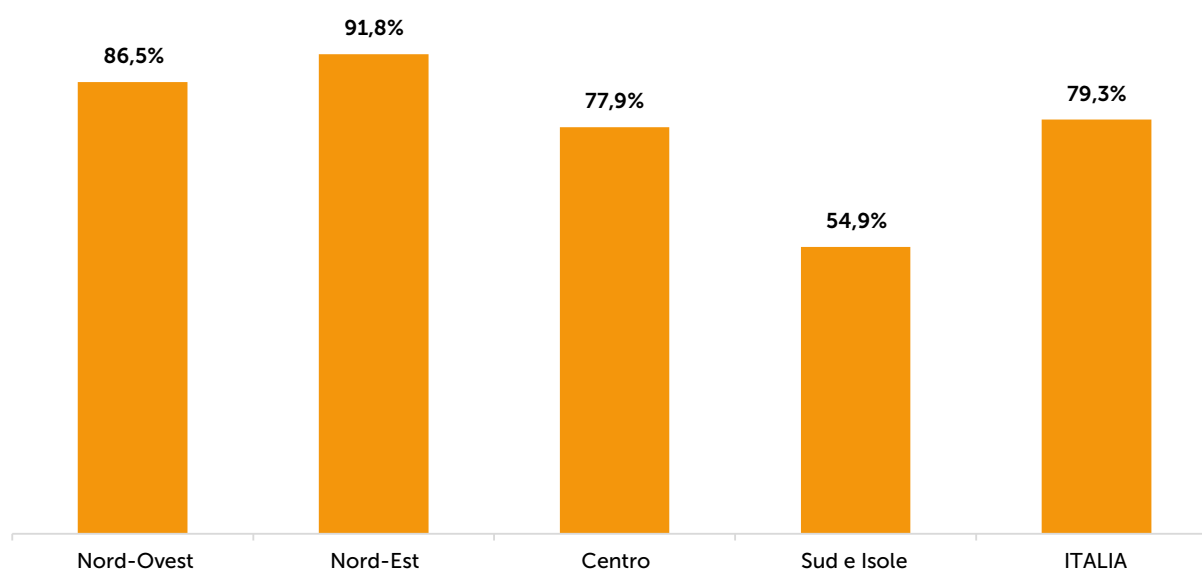
## Altri aspetti infrastrutturali

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 393.360 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 nella *Relazione Annuale 2021* (Fig. 5.20), secondo la quale circa il 17% della lunghezza delle condotte principali può essere ricondotta alla classificazione delle infrastrutture di adduzione, mentre il restante 83% è rappresentata da condotte di distribuzione. A livello territoriale, si nota una netta prevalenza dell'estensione delle reti di distribuzione rispetto a quella riferita alle reti di adduzione, laddove le fonti di approvvigionamento sono in genere diffuse e più vicine ai luoghi di consumo. Nell'area meridionale del Paese dove sono presenti infrastrutture di trasporto di estensione significativa, si osserva, invece, un incremento dell'incidenza delle reti di adduzione.

**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 (RQT) 2022" (delibera 107/2022/R/idr).

A livello nazionale, poco meno dell'80% della lunghezza delle reti di adduzione e di distribuzione risulta georeferenziata, ovvero per tale porzione sono note e archiviate, in formato digitale, le coordinate di posa nonché talune caratteristiche tecniche come diametri e tipologia di materiale (Fig. 5.21). Il dato medio nazionale risulta in aumento rispetto a quanto registrato per l'anno di base (76%).

**FIG. 5.21** Percentuale di reti di adduzione e distribuzione georeferenziate

Fonte: ARERA, elaborazione su dati provenienti dalla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2022" (delibera 107/2022/R/idr).

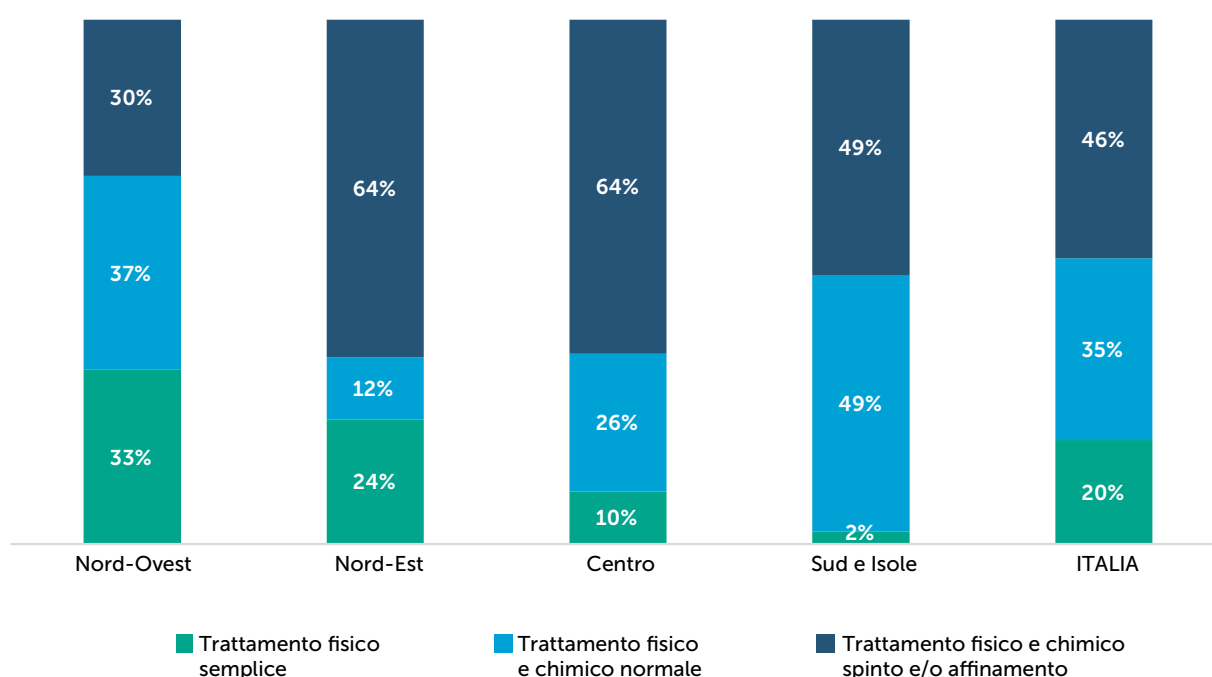
Sono tuttora in corso le attività volte ad accrescere la conoscenza delle reti, in particolare per quanto riguarda l'età di posa delle condotte, dal momento che permane un tasso significativo di condotte per le quali non è



nota l'età di posa (mediamente pari al 60% dell'estensione complessivamente considerata). Rispetto alla precedente rilevazione, non sono ancora rilevabili particolari miglioramenti in relazione al tasso di sostituzione delle condotte, che si è attestato a un valore di poco superiore allo 0,5%<sup>16</sup>. Anche in merito all'estensione delle reti di distribuzione distrettualizzate telecontrollate, il dato rilevato a livello medio nazionale per l'anno 2021 è risultato sostanzialmente in linea con quanto precedentemente individuato per l'anno 2019, avendo tuttora individuato un'incidenza media pari al 32%.

Per quanto riguarda gli interventi di potabilizzazione delle acque, dalle analisi svolte emerge che mediamente il 33% 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, assorbimento, 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. 5.22).

**FIG. 5.22** *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 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Andando, infine, a esaminare i consumi di energia elettrica relativi alla filiera acquedottistica, che pesano per il 64% sui consumi totali del servizio idrico integrato, si riscontrano consumi unitari medi pari a 0,47 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.

<sup>16</sup> 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.

## 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 sulla combinazione dei seguenti indicatori semplici:

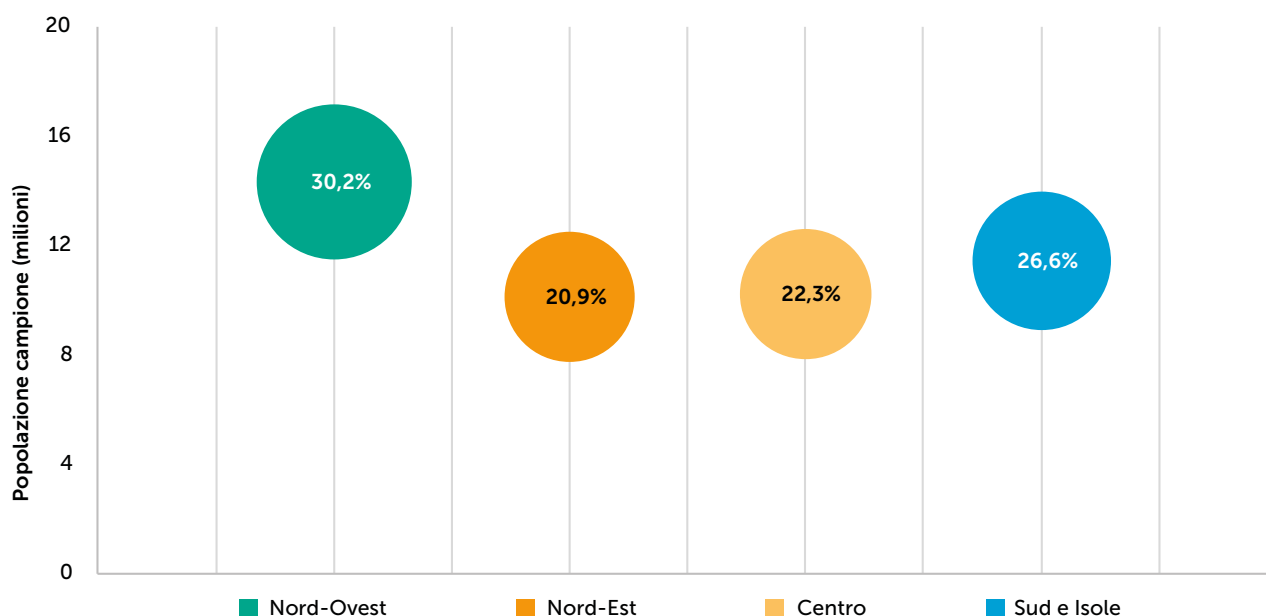
- M4a – “Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura”, ottenuto dal rapporto tra il numero di episodi di allagamento da fognatura mista o bianca e di sversamento di liquami da fognatura nera e la lunghezza di rete fognaria gestita;
- M4b – “Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena”, definito come il numero di scaricatori di piena non conformi alle normative attinenti ai rapporti di diluizione o anche ai dispositivi per trattenere i solidi sospesi, ove previste, e il numero complessivo di scaricatori gestito;
- M4c – “Controllo degli scaricatori di piena”, definito come il rapporto tra il numero di scaricatori di piena che non sono stati oggetto di ispezione nel corso dell’anno ovvero che non siano dotati di sistemi di rilevamento automatico dell’attivazione, rispetto al numero totale di scaricatori gestito.

Per il servizio fognario, l’accesso al meccanismo incentivante è subordinato al raggiungimento di due prerequisiti: il primo è relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati utili al calcolo del macro-indicatore mentre il secondo è attinente al grado di adeguamento alla normativa sulla gestione delle acque reflue, prevedendo la temporanea esclusione delle gestioni che siano interessate da pronunce di condanna della Corte di giustizia dell’Unione europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE per la presenza di agglomerati non ancora dichiarati conformi<sup>17</sup>.

L’analisi illustrata nel seguito mostra lo stato infrastrutturale del servizio di fognatura per l’anno 2021, sulla base delle informazioni trasmesse da un *panel* di 146 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 77,6% della popolazione residente italiana (44,9 milioni di abitanti)<sup>18</sup>. Nella figura 5.23 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche, che sostanzialmente ricalca quella mostrata per il servizio di acquedotto alla figura 5.2: circa il 30% della popolazione rappresentata è servito da gestioni che operano nel Nord-Ovest; il 20,9% e il 22,3% è rappresentato da gestioni operanti rispettivamente nelle regioni del Nord-Est e nel Centro; il 26,6% è rappresentato da gestioni operanti nell’area Sud e Isole. Come precisato nei precedenti paragrafi, rispetto a quanto mostrato nella *Relazione Annuale 2021*, il campione risulta più esteso, dal momento che sono incluse alcune gestioni per le quali, alla data di chiusura della raccolta dati, non risultavano consegnate le pertinenti informazioni.

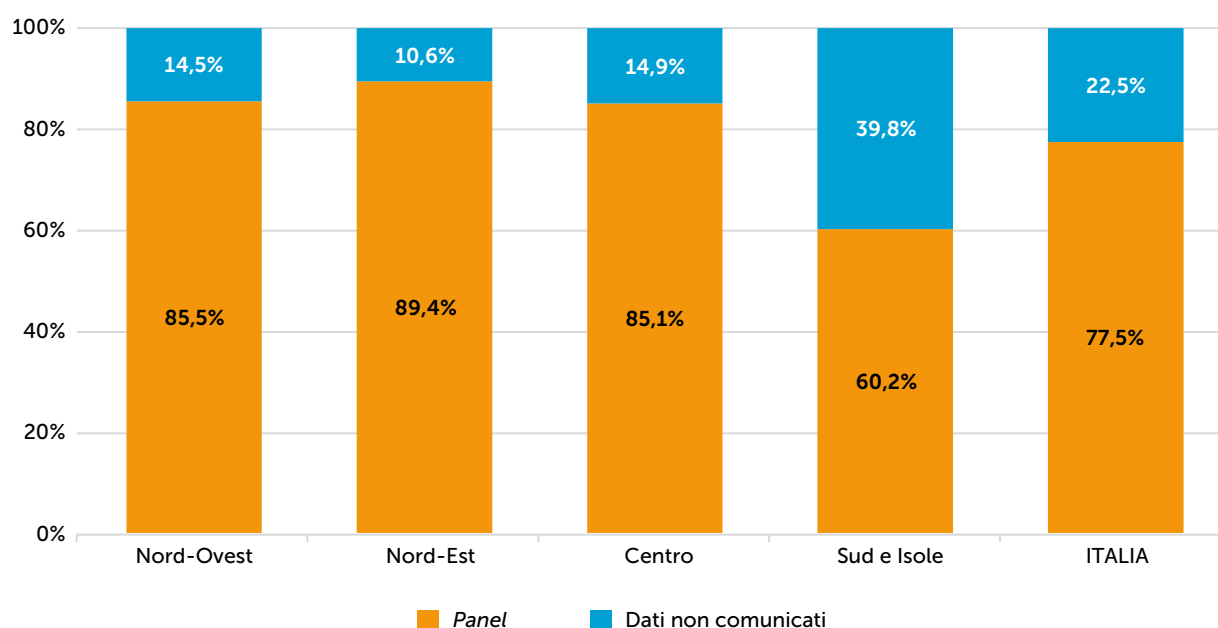
<sup>17</sup> La direttiva 91/271/CEE, concernente il trattamento delle acque reflue, prevede che tutti gli agglomerati con carico generato maggiore di 2.000 abitanti equivalenti (AE) siano provvisti di adeguati sistemi di reti fognarie (art. 3) e che le acque reflue che confluiscono in reti fognarie siano sottoposte a specifici trattamenti prima dello scarico nell’ambiente (art. 4, art. 5 e art. 10). Allo stato attuale, sono tre i procedimenti europei che sono giunti a condanna da parte della Corte di Giustizia dell’Unione europea: si tratta del procedimento 2004/2034, con sentenza del 31 maggio 2018 (causa C-251/17), del procedimento 2009/2034, con sentenza del 10 aprile 2014 (causa C-85/13) e del procedimento 2014/2059, con sentenza del 6 ottobre 2021 (causa C-668/19). Ai fini delle valutazioni sul prerequisito, per gli anni 2020 e 2021, dovevano essere considerate le due cause C-251/17 e C-85/13. Per completezza, si segnala che vi è un ulteriore procedimento avviato e non ancora giunto a condanna per l’Italia: si tratta del procedimento 2017/2181.

<sup>18</sup> 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.

**FIG. 5.23** Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Il campione analizzato risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori compresa tra l'85% e l'89% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre si abbassa al 60% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole (Fig. 5.24), sebbene si sia registrata una migliore risposta rispetto alla rilevazione riferita all'anno 2019, anche in merito alle gestioni di tale area geografica.

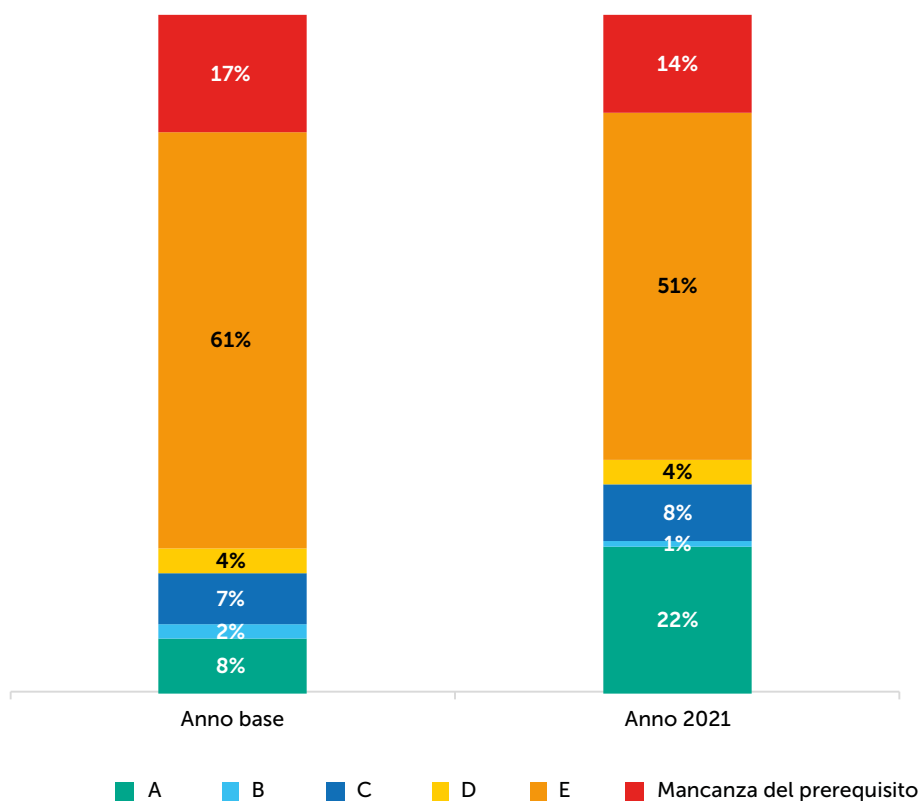
**FIG. 5.24** Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del panel, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Nella figura 5.25 è mostrata la distribuzione della popolazione servita dalle gestioni che svolgono il servizio di fognatura in funzione delle cinque classi individuate per il macro-indicatore M4<sup>19</sup>. Rispetto ai dati mostrati con riferimento all'anno base, è possibile notare un miglioramento nelle *performance* complessivamente conseguite dai gestori, con un significativo incremento delle gestioni che si collocano nella classe A (dall'8% della popolazione servita nel 2016 al 22% nel 2021) e una analoga riduzione delle gestioni che si posizionano nella classe peggiore (classe E). Si conferma, inoltre, un'incidenza non trascurabile di gestioni per le quali si rileva ancora il mancato conseguimento di uno o di entrambi i prerequisiti associati al macro-indicatore M4 (14%). Più nello specifico, all'interno del *panel* considerato, sono sei le gestioni per le quali i pertinenti Enti di governo dell'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 1,0 milioni di abitanti serviti, il 98% 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 nove (per un totale di 5,5 milioni di abitanti serviti, interamente collocati nell'area Sud e Isole), delle quali sette 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 17, per un totale di abitanti equivalenti (AE) pari a circa 2,0 milioni. Considerando che nei medesimi territori è generato un carico inquinante pari a circa 8,7 milioni di AE, il carico inquinante nei territori oggetto di condanna per il servizio di fognatura è pari al 23% del carico complessivamente generato nel territorio rappresentato.

19 La classe A comprende le gestioni in grado di garantire una frequenza di allagamento o sversamento inferiore a un episodio ogni 100 km di rete gestita, unitamente a un parco scaricatori di piena totalmente conforme alla normativa vigente e a un tasso di controllo degli scaricatori di piena superiore al 90%. La classe B include le gestioni che hanno ottenuto le medesime *performance* in merito agli allagamenti o sversamenti delle gestioni in classe A e alla conformità normativa degli scaricatori di piena, ma non hanno raggiunto il tasso minimo di controllo degli scaricatori pari al 90%. La classe C include le gestioni che, pur avendo garantito una frequenza di allagamento o sversamento inferiore a un episodio ogni 100 km di rete gestita, presentano un'incidenza di scaricatori non conformi non superiore al 20%. La classe D include le gestioni che, pur avendo garantito una frequenza di allagamento o sversamento inferiore a un episodio ogni 100 km di rete gestita, presentano un'incidenza di scaricatori non conformi superiore al 20%. La classe E coinvolge le gestioni che presentano una frequenza di allagamento o sversamento superiore o uguale a un episodio ogni 100 km di rete gestita.

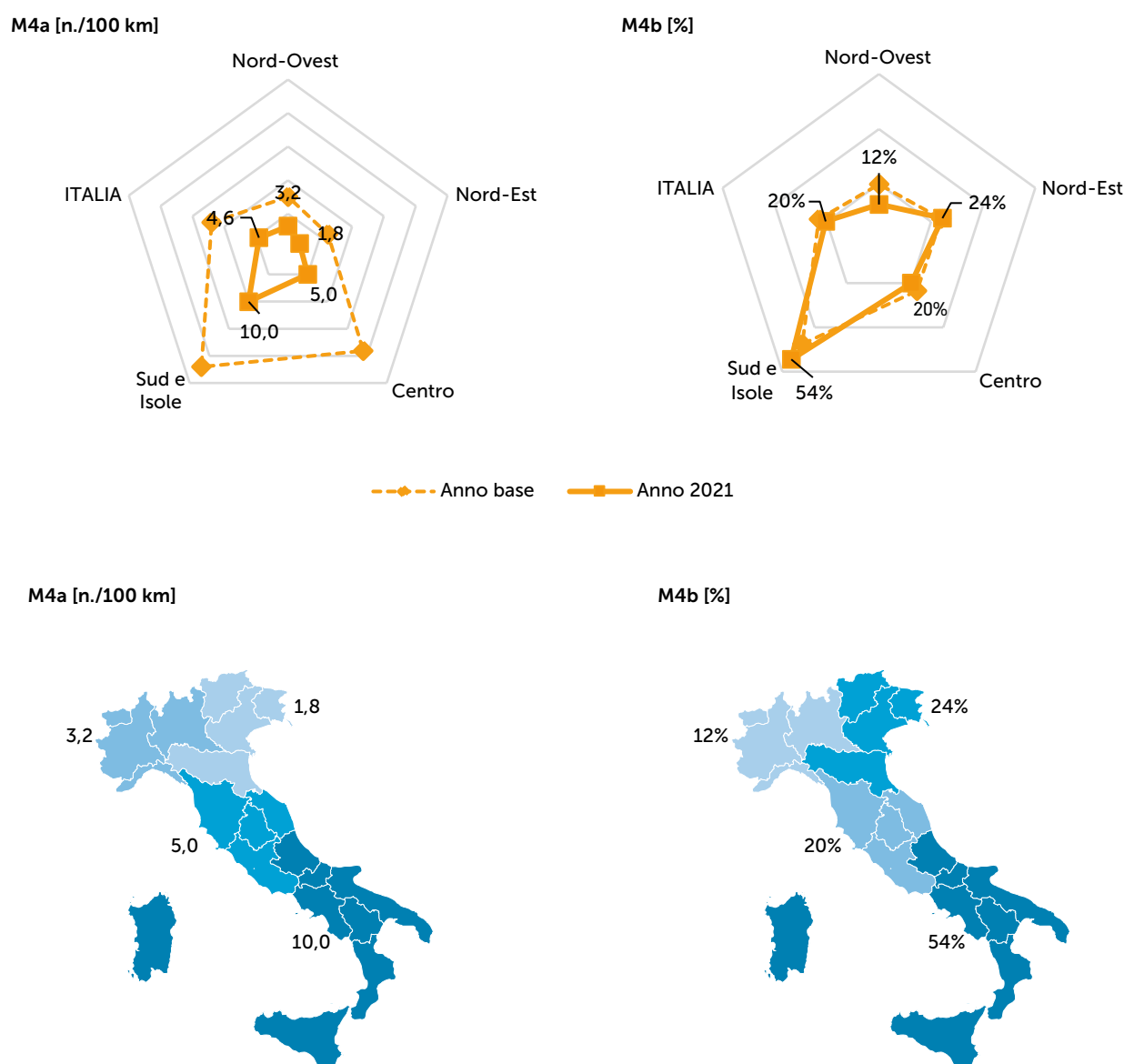
**FIG. 5.25** Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 – Adeguatezza del sistema fognario



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

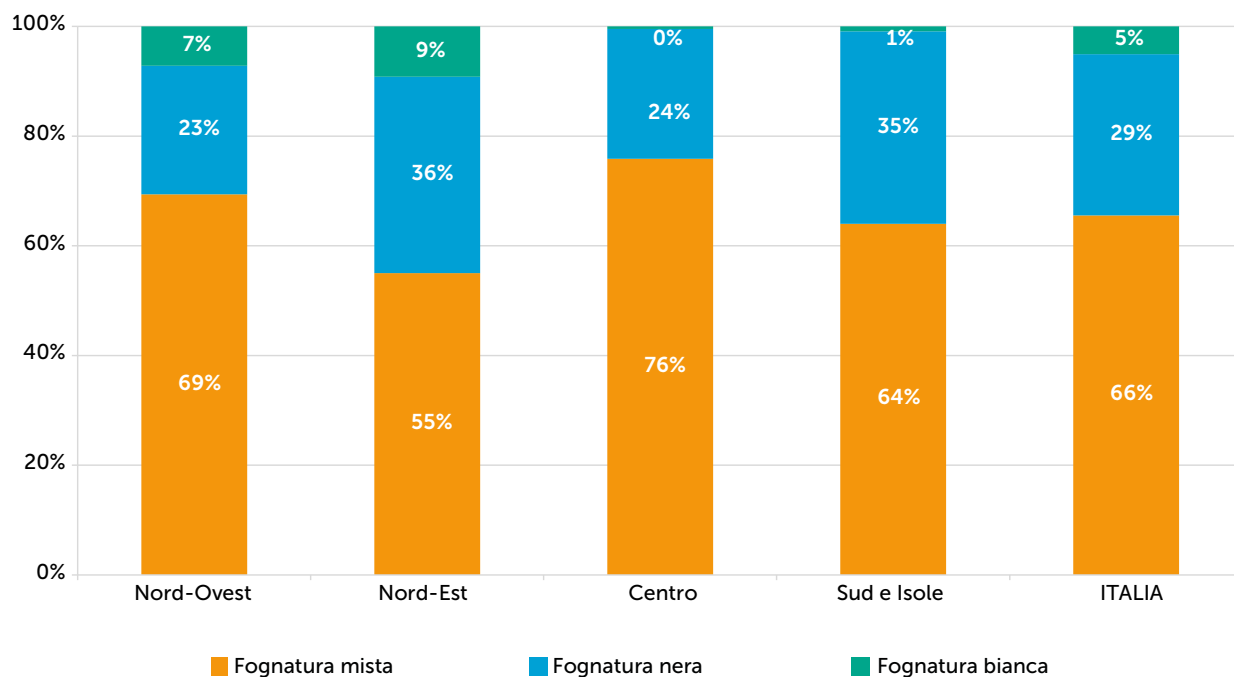
Analizzando i valori medi conseguiti per gli indicatori semplici che compongono il macro-indicatore M4 (Fig. 5.26), si osserva che gli episodi di allagamento e/o sversamento registrati mediamente a livello nazionale sono 4,6 ogni 100 km di rete fognaria, con numeri crescenti passando dal Nord, al Centro, al Sud e Isole. Inoltre, sempre con riferimento ai dati medi a livello nazionale, si evidenzia che il 20% 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 13%, 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 5.26), salvo che relativamente all'adeguatezza normativa per l'area Sud e Isole.

**FIG. 5.26** Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura e M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena, per area geografica



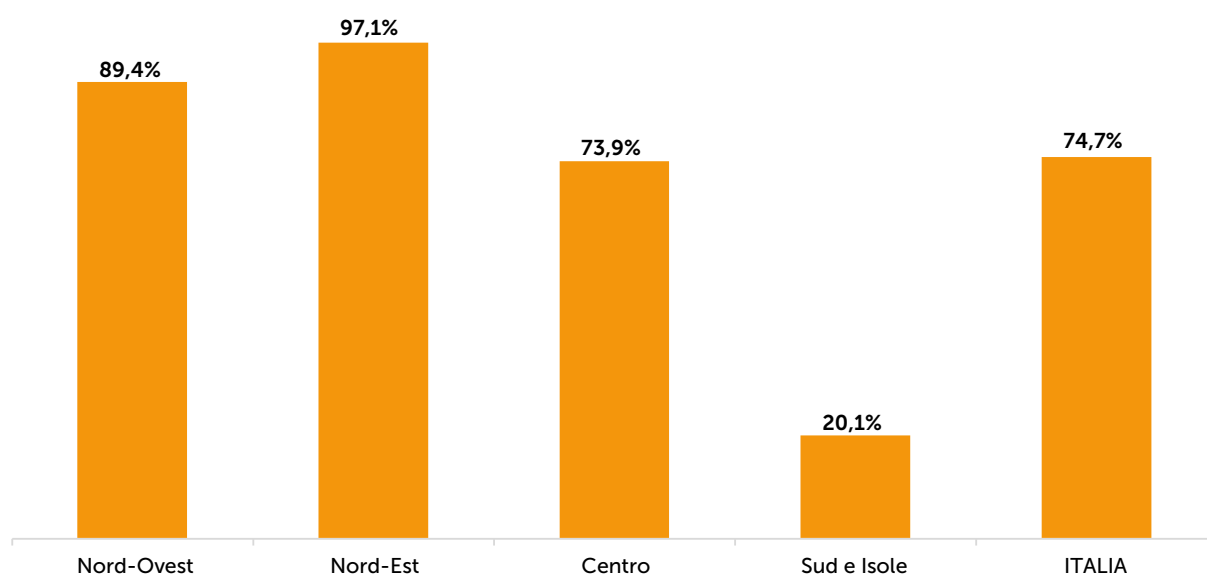
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Il campione considerato per l'anno 2021 gestisce una lunghezza complessiva di reti fognarie pari a circa 201.000 km. Dai dati comunicati emerge la prevalenza di condotte di tipo misto (mediamente pari al 66% dell'estensione complessivamente dichiarata), ovvero di reti progettate per il collettamento congiunto di scarichi domestici (inclusi eventualmente anche gli scarichi industriali) e delle acque meteoriche. In misura minore sono presenti sul territorio condotte dedicate al trasporto delle acque reflue domestiche (o acque nere, incluse eventualmente anche le acque reflue industriali, pari al 29% del totale) e, in piccola parte, sono gestite condotte destinate solamente all'allontanamento delle acque piovane (o acque bianche, pari al 5% del totale), con significative differenze a seconda dell'area geografica (Fig. 5.27).

**FIG. 5.27** Lunghezza della rete fognaria per tipologia, ripartizione per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Il tasso di georeferenziazione delle reti fognarie, inteso come livello di conoscenza e digitalizzazione delle informazioni relative alle coordinate di posa e alle caratteristiche tecniche delle condotte, è mediamente pari al 74,7% della lunghezza totale, con un livello elevato registrato nel Nord e nel Centro (superiore al 70%) e un livello tuttora carente nell'area Sud e Isole (circa 20%) (Fig. 5.28).

**FIG. 5.28** Lunghezza della rete georeferenzziata, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

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 il 70% delle condotte non è nota l'età di posa. Il tasso di sostituzione delle condotte è risultato mediamente pari allo 0,15%<sup>20</sup> delle lunghezze di rete complessivamente gestite.

Relativamente alla presenza degli scaricatori di piena, alla base della determinazione degli indicatori M4b e M4c, la rilevazione ha messo in evidenza una diffusione media, per lunghezza di rete mista e bianca complessivamente gestita, 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), con una diffusione di tali infrastrutture significativamente più contenuta nel Sud e nelle Isole (8 scaricatori ogni 100 km di rete mista e bianca), come già messo in luce nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

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 6,8 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.

Come già rappresentato per il servizio di fognatura, l'accesso al meccanismo incentivante per i citati macro-indicatori è subordinato al raggiungimento di due prerequisiti: il primo relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati utili per il calcolo degli stessi; il secondo volto a intercettare tutte le realtà che presentano profili di inadempienza nell'attuazione della normativa di riferimento in materia di trattamento delle acque reflue, ovvero in cui siano presenti agglomerati interessati da pronunce di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE e non ancora dichiarati conformi.

### Smaltimento dei fanghi di depurazione in discarica

Nel seguito verranno mostrate le principali risultanze emerse in relazione allo stato infrastrutturale del servizio di depurazione, con specifico riferimento alla gestione dei fanghi derivanti dal trattamento delle acque reflue, da un *panel* composto da 143 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 74,9% della popolazione residente italiana (43,4 milioni di abitanti)<sup>21</sup>. La distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche

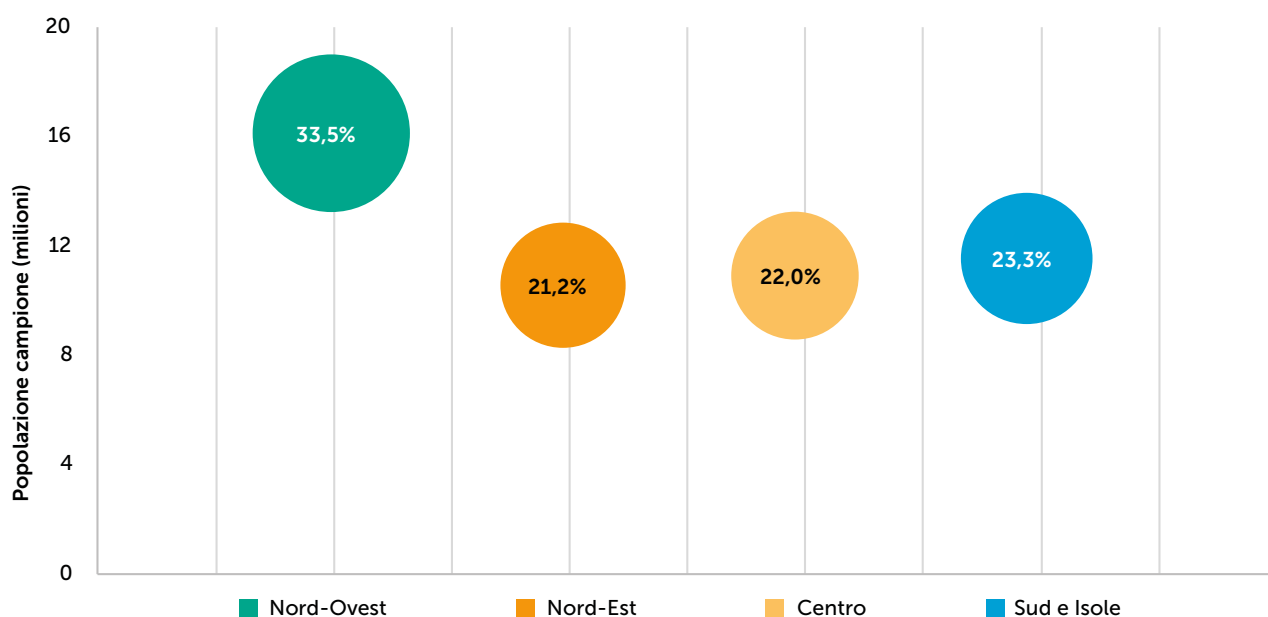
<sup>20</sup> Il valore è espresso come rapporto tra la lunghezza delle reti sostituite nell'anno in considerazione rispetto all'estensione delle reti complessivamente gestite.

<sup>21</sup> Rispetto al *panel* analizzato nel paragrafo relativo al servizio di acquedotto, sono state escluse le gestioni che non svolgono anche il servizio di depurazione, e sono state aggiunte quelle che svolgono il servizio di depurazione ma non quello di acquedotto. Non sono stati inclusi i gestori che, pur avendo dichiarato di svolgere il servizio di depurazione, hanno fornito dati con elevate carenze informative.



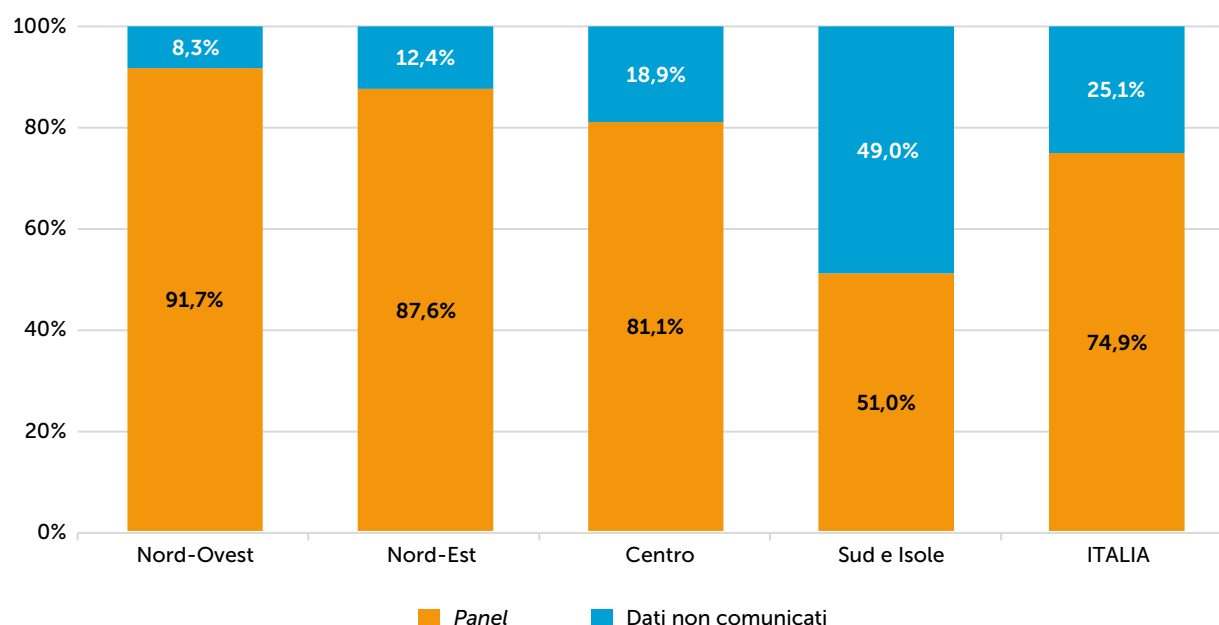
è illustrata nella figura 5.29: il 33,5% della popolazione è servito da gestioni che operano nel Nord-Ovest; il 21,2% e il 22% è rappresentato da gestioni operanti nelle regioni rispettivamente del Nord-Est e del Centro; il 23,3% è costituito da operatori che svolgono l'attività nell'area Sud e Isole. Rispetto al campione analizzato per il servizio di acquedotto e fognatura, si nota una lieve riduzione nella rappresentanza dell'area meridionale e insulare.

**FIG. 5.29** Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione, per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

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'81% e il 92% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre la relativa copertura si attesta al 51% della popolazione per l'area Sud e Isole (Fig. 5.30), facendo emergere una più contenuta disponibilità dei dati per questo servizio, rispetto a quanto descritto in particolare nel paragrafo relativo all'acquedotto. Sono comunque da apprezzare gli sforzi compiuti in questi anni dai soggetti preposti alla raccolta e alla validazione dei dati, dal momento che è possibile notare un incremento della popolazione servita da gestori operanti nelle zone del Sud e delle Isole.

**FIG. 5.30** Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del panel, per area geografica

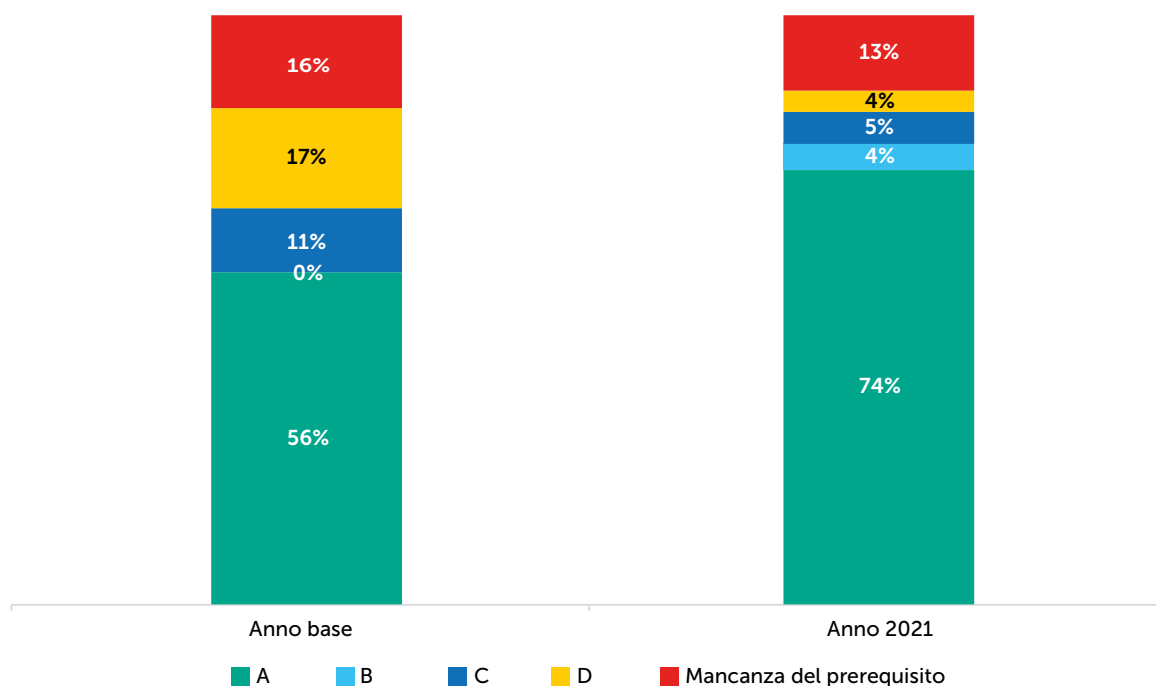
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2022" (delibera 107/2022/R/idr).

All'interno del *panel* considerato, si registrano due gestioni per le quali i pertinenti Enti di governo dell'ambito hanno dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al calcolo di M5, per un totale di circa 71.000 abitanti serviti. 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 undici (per un totale di 5,5 milioni di abitanti serviti, distribuiti in parte nel Nord-Ovest e in parte nell'area Sud e Isole). Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al trattamento dei reflui sono 33, per un totale di circa 1,2 milioni di abitanti equivalenti (AE). Considerando che nei medesimi territori è generato un carico inquinante pari a circa 9,3 milioni di AE, il carico inquinante nei territori oggetto di condanna per il servizio di depurazione è pari al 13% del carico complessivamente generato nel territorio rappresentato.

Il macro-indicatore M5 è definito come il rapporto percentuale tra i quantitativi di fango da depurazione destinati allo smaltimento finale in discarica e le quantità complessive registrate in uscita dagli impianti di depurazione gestiti. In merito alle *performance* conseguite per questo indicatore, dalla figura 5.31 emerge un sensibile incremento – rispetto ai dati del 2016 – della popolazione servita da operatori che si collocano nella classe di eccellenza (classe A), caratterizzata da un valore di M5 inferiore al 15%, e una contestuale riduzione della popolazione servita da gestori che si posizionano nella classe D, che si contraddistingue per un tasso di smaltimento in discarica uguale o superiore al 30% del quantitativo di fanghi prodotti. Si nota, inoltre, un incremento della popolazione servita da gestori che si collocano nella classe B, che corrisponde a quantitativi di fanghi avviati in discarica compresi tra il 15% e il 30% e caratterizzati da un tenore di sostanza secca almeno pari al 30%. La medesima figura mostra, inoltre, una lieve contrazione – rispetto ai dati del 2016 – della percentuale di popolazione servita da gestioni prive dei prerequisiti sulla conformità alla normativa sulle acque reflue ovvero sulla qualità e disponibilità dei dati (pari al 13%), confermando – anche per il servizio di depurazione –, come già visto per la

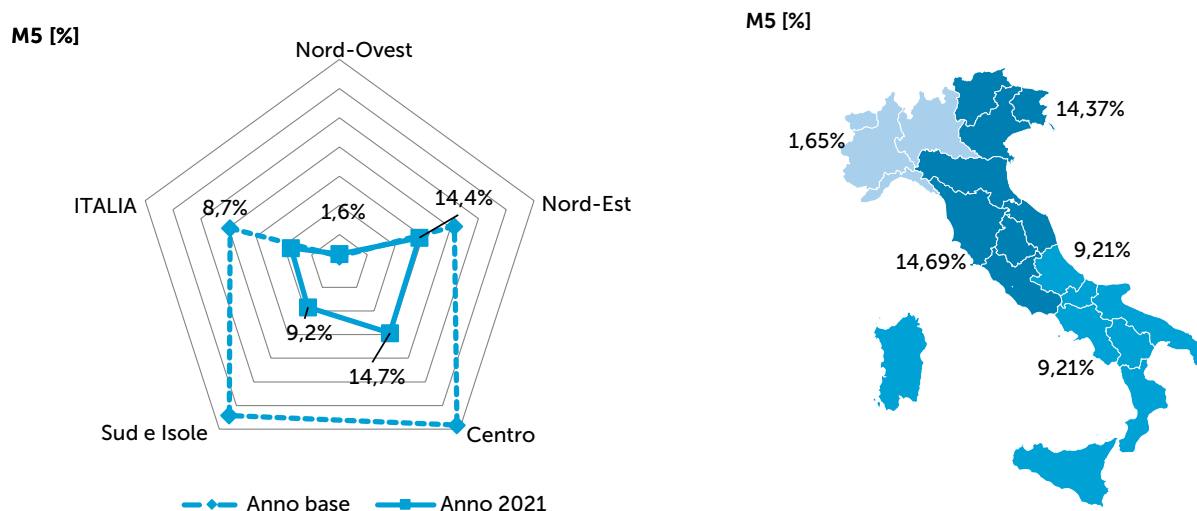
fognatura, un percorso di riduzione delle criticità infrastrutturali legate alla presenza di agglomerati in condanna per inadempimento ai dettami della direttiva 271/91/CE.

**FIG. 5.31** *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

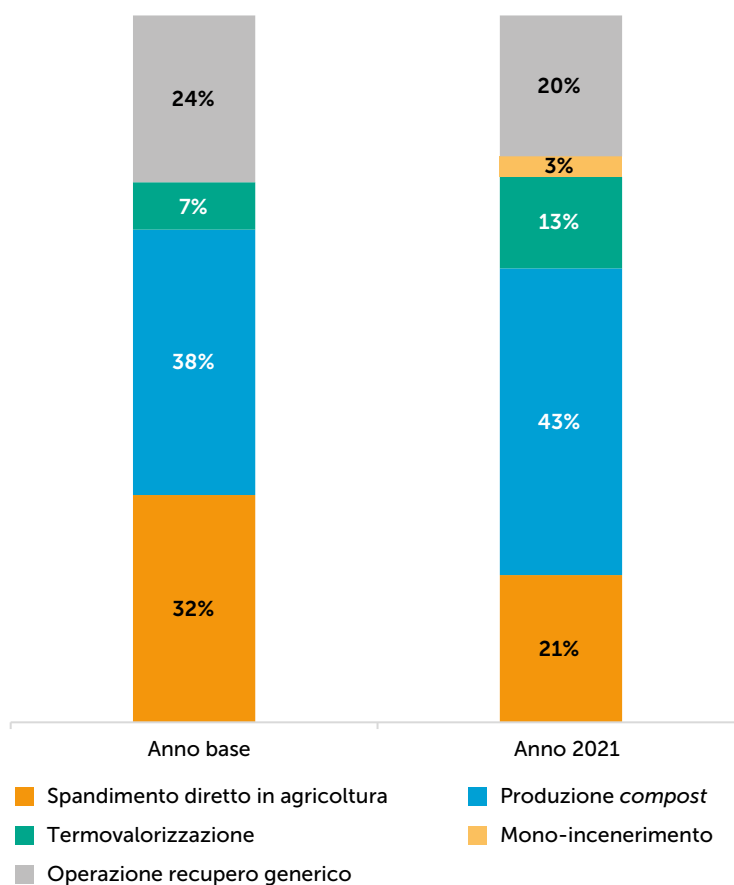
Con riferimento all'anno 2021, a livello nazionale la produzione di fanghi da impianti di depurazione è stata pari a 432.684 tonnellate di sostanza secca. Il tasso di conferimento in discarica dei medesimi è stato pari all'8,7% dei fanghi complessivamente prodotti, pur con livelli molto differenziati tra le diverse aree geografiche, come evidenziato dalla figura 5.32: a fronte di un valore medio molto contenuto al Nord-Ovest (pari all'1,6%), si notano valori prossimi al 14% per il Nord-Est e per le regioni del Centro e un dato pari al 9,2% 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 della figura 5.32), più marcati per l'area geografica Sud e Isole, caratterizzata da livelli medi di smaltimento in discarica più elevati nelle fasi di avvio della regolazione.

**FIG. 5.32** Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2022)" (delibera 107/2022/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 5.33 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 DLgs n. 152/2006<sup>22</sup>, per quantitativi di fanghi corrispondenti a circa un quarto delle quantità complessive avviate a recupero.

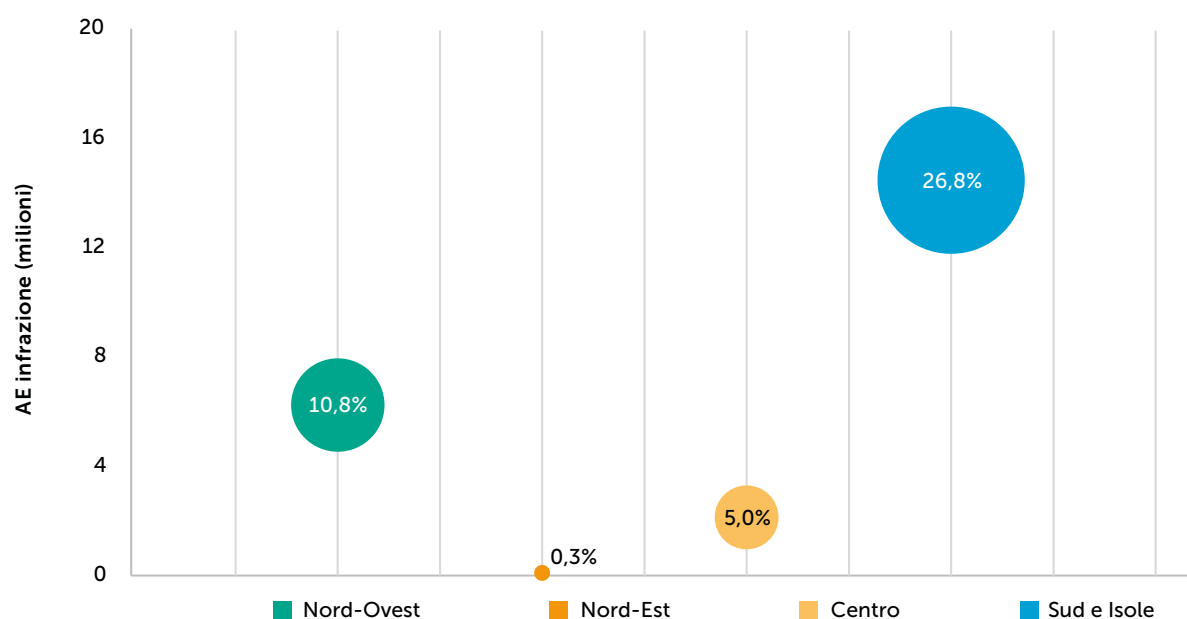
22 Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

**FIG. 5.33** Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Come accennato in precedenza, una criticità che ancora si riscontra con riguardo al sistema fognario-depurativo è costituita, in alcune realtà, dal mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE, che ha portato all'emissione di tre sentenze di condanna per l'Italia da parte della Corte di giustizia dell'Unione europea, sebbene si stiano registrando miglioramenti anche grazie all'intensa attività posta in essere dalla struttura del Commissario alla depurazione. In aggiunta alla descritta criticità, si segnala la presenza nel *panel* considerato di numerose gestioni che sono attualmente sotto osservazione a causa delle ulteriori procedure di infrazione europea. Nell'RQTI è presente uno specifico indicatore semplice, associato al macro-indicatore M5, volto a monitorare la presenza o meno di agglomerati inclusi nelle procedure di infrazione non ancora giunte a sentenza della Corte di giustizia europea (Indicatore G5.1). L'analisi dei dati raccolti in relazione al citato indicatore semplice ha mostrato che, in particolare, le gestioni interessate da tale criticità sono 43, per un totale di 295 agglomerati e 6,9 milioni di abitanti equivalenti coinvolti. Gli agglomerati sono prevalentemente localizzati nel Sud e nelle Isole (137) e nel Nord-Ovest (89). Nella figura 5.34 è rappresentata la distribuzione degli agglomerati interessati dalle citate procedure di infrazione nelle diverse aree geografiche, sia in termini di carico inquinante (AE) associato a tali agglomerati, sia in termini di percentuale rispetto al carico complessivamente generato nelle rispettive aree geografiche.

**FIG. 5.34** Distribuzione degli agglomerati interessati dalle procedure di infrazione eurounitarie sulla depurazione delle acque reflue



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT 2022)" (delibera 107/2022/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 gestione dei fanghi derivanti dal trattamento delle acque reflue, da un *panel* composto da 143 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 74,9% della popolazione residente italiana (43,4 milioni di abitanti)<sup>23</sup>.

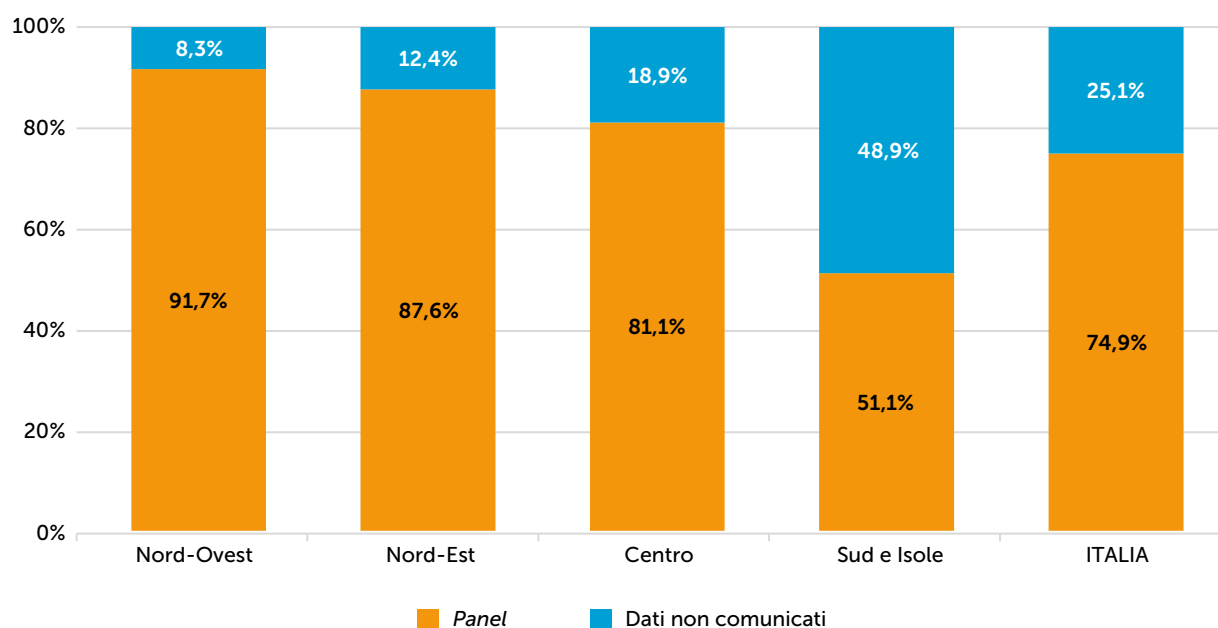
L'impianto regolatorio introdotto con l'RQT prevede che le *performance* conseguite da ciascuna gestione in relazione al servizio di depurazione siano valutate anche mediante il macro-indicatore M6, in considerazione dell'impatto ambientale collegato allo scarico delle acque reflue depurate. Detto macro-indicatore è definito come tasso di superamento, nei campioni di acqua reflua scaricata, dei limiti fissati dall'allegato 5 alla parte III del DLgs 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 139 gestioni, cui corrisponde una popolazione servita pari a 43,3 milioni di abitanti, per una copertura del campione pari al 74,9% della popolazione residente italiana. La distribuzione della popolazione tra aree geografiche del paese rispecchia sostanzialmente quanto precedentemente espresso, in particolare, per il macro-indicatore M5, con una rappresentazione maggiore per le aree geografiche del Nord e del Centro e inferiore per l'area comprensiva del Sud e delle Isole (Fig.

<sup>23</sup> Rispetto al *panel* analizzato nel paragrafo relativo al servizio di acquedotto, sono state escluse le gestioni che non svolgono anche il servizio di depurazione, e sono state aggiunte quelle che svolgono il servizio di depurazione ma non quello di acquedotto. Non sono stati inclusi i gestori che, pur avendo dichiarato di svolgere il servizio di depurazione, hanno fornito dati con elevate carenze informative.

5.35). 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 dall'RQTI stessa.

**FIG. 5.35** Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del panel, per area geografica

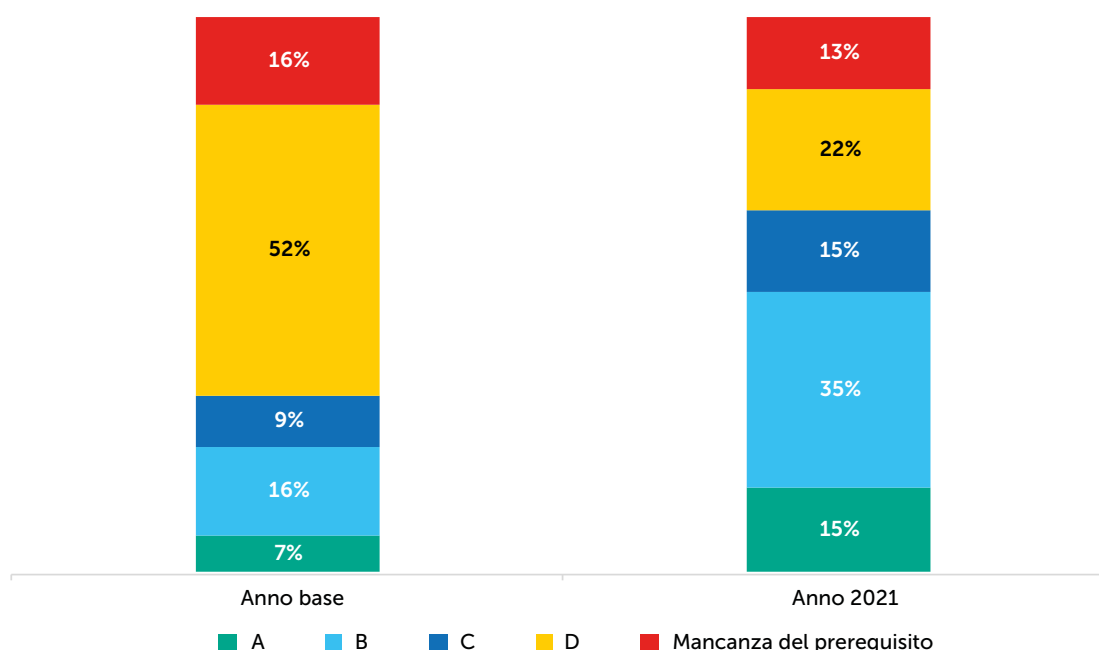


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Nella figura 5.36 sono mostrati i dati relativi alla suddivisione della popolazione in funzione delle classi in cui si collocano i gestori che erogano il servizio ai medesimi utenti. Rispetto alle fasi di avvio della regolazione, si nota un miglioramento nei risultati conseguiti: nell'anno 2021, il 15% della popolazione risulta servita da gestori per i quali si riscontrano condizioni ottimali di qualità dell'acqua depurata (classe A, caratterizzata da un tasso di superamento dei limiti nei campioni di acque reflue inferiore all'1%), a fronte del 7% individuato in corrispondenza dell'anno base; il 35% e il 15% del campione si colloca rispettivamente nelle classi B e C, caratterizzate da un tasso di superamento dei limiti compreso, rispettivamente, tra l'1% e il 5% e tra il 5% e il 10%; mentre il 22% della popolazione è servito da gestori per i quali si riscontra un tasso di superamento dei limiti superiore al 10% (classe D)<sup>24</sup>. Infine, per il 13% degli abitanti si rileva il mancato conseguimento del prerequisito, precedentemente descritto, relativo alla presenza di agglomerati oggetto di condanna per mancato recepimento della normativa sul trattamento delle acque reflue ovvero del prerequisito relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati per la determinazione del macro-indicatore.

<sup>24</sup> Occorre ricordare che il macro-indicatore è determinato prendendo in considerazione tutti i superamenti puntuali dei limiti stabiliti per i parametri fissati nelle tabelle 1 e 2 del DLgs n. 152/2006, includendo anche i superamenti consentiti dalla normativa ambientale per valutare la conformità di un impianto. Pertanto, il posizionamento nella classe peggiore per gran parte delle gestioni non implica necessariamente una condizione di non conformità degli impianti gestiti. Ciò nonostante, a tali gestioni è richiesto uno sforzo ulteriore per conseguire il miglioramento ambientale sotteso al macro-indicatore in oggetto.

**FIG. 5.36** Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata (tasso di superamento dei limiti nei campioni di acqua scaricata)



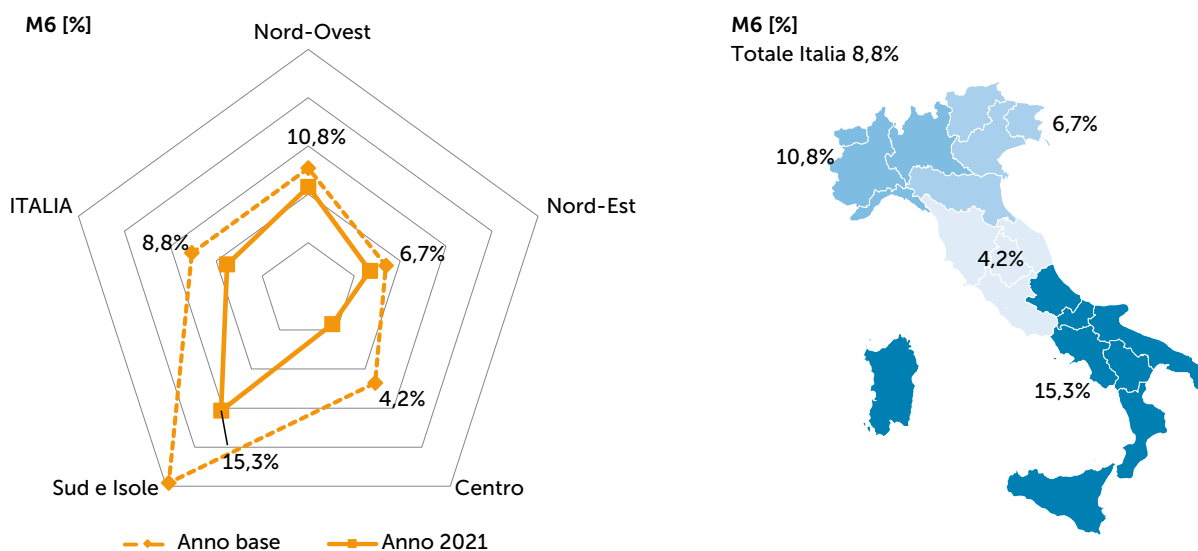
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2022" (delibera 107/2022/R/idr).

In merito ai gestori che presentano criticità legate ai prerequisiti di qualità tecnica, si registrano due gestioni per le quali i pertinenti Enti di governo dell'ambito hanno dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al calcolo di M6, trattandosi dei medesimi operatori già individuati come carenti nella disponibilità e affidabilità dei dati per la determinazione del macro-indicatore 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 dodici (per un totale di 5,6 milioni di abitanti serviti, distribuiti in parte nel Nord-Ovest e in parte nell'area Sud e Isole). Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al trattamento dei reflui sono 34, per un totale di circa 1,2 milioni di abitanti equivalenti (AE). Considerando che nei medesimi territori è generato un carico inquinante pari a circa 9,4 milioni di AE, il carico inquinante nei territori oggetto di condanna per il servizio di depurazione è pari al 13% del carico complessivamente generato nel territorio rappresentato.

Per l'anno 2021, il valore medio nazionale assunto dal macro-indicatore M6 è pari all'8,8% (Fig. 5.37). 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.



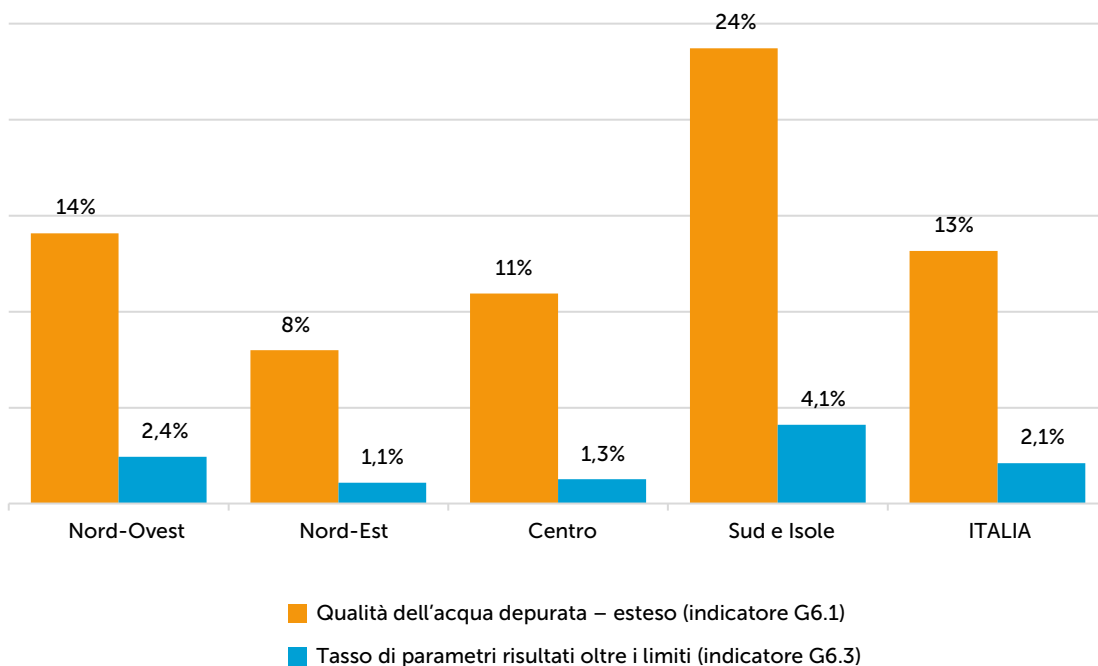
**FIG. 5.37** Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata, per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Nell'RQTI, al macro-indicatore M6 sono associati alcuni indicatori semplici funzionali alla stesura della graduatoria finale dei migliori operatori, tra cui l'indicatore G6.1 denominato "Qualità dell'acqua depurata – esteso" determinato come tasso percentuale di campioni con superamento anche dei limiti di emissione indicati nella tabella 3 dell'allegato 5 alla parte III del DLgs n. 152/2006, in aggiunta ai parametri delle tabelle 1 e 2 del medesimo allegato. Gli altri indicatori semplici da considerare nelle analisi sul macro-indicatore M6 sono l'indicatore G6.2, denominato "Numerosità dei campionamenti eseguiti", e l'indicatore G6.3, denominato "Tasso di parametri risultati oltre i limiti". Nella seguente figura 5.38 sono mostrati i valori assunti in particolare dagli indicatori "Qualità dell'acqua depurata – esteso" (G6.1) e "Tasso di parametri risultati oltre i limiti" (G6.3), in funzione dell'area geografica, per i quali la qualità migliore si riscontra in corrispondenza dei valori più bassi.

**FIG. 5.38** Qualità dell'acqua depurata – esteso (indicatore G6.1) e tasso di parametri risultati oltre i limiti (indicatore G6.3), per area geografica

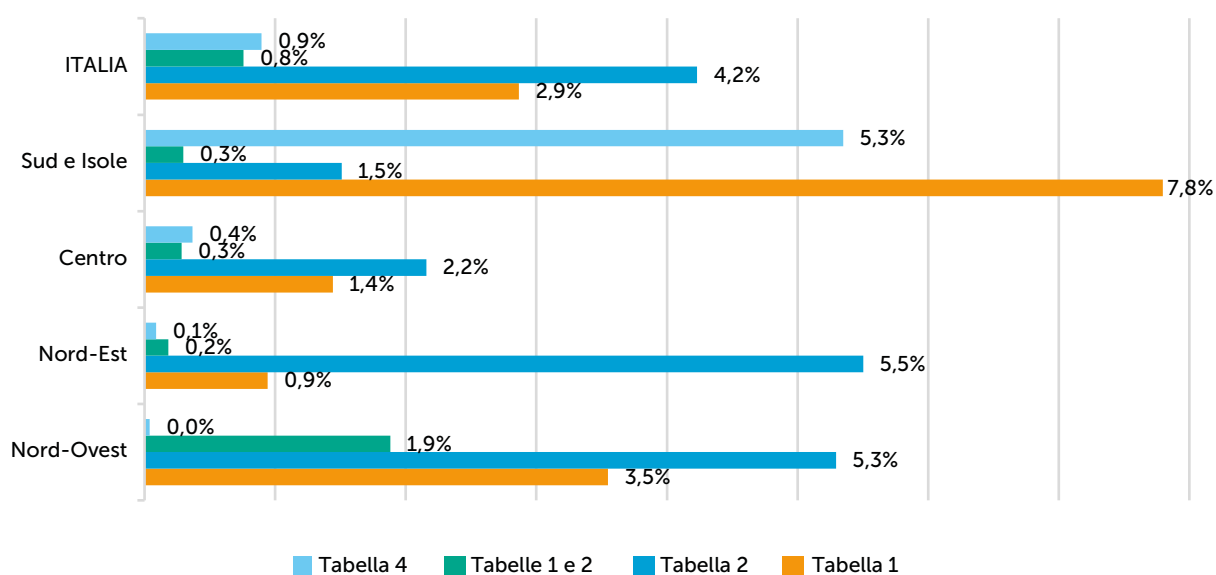


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

A livello nazionale, sono numerosi gli impianti di depurazione autorizzati per lo scarico di acque reflue industriali ai sensi della tabella 3 del medesimo DLgs n. 152/2006. Con riferimento ai campioni eseguiti dal gestore sulle acque reflue scaricate dagli impianti di depurazione con analisi comprensiva anche dei parametri di tabella 3 (in aggiunta ai parametri delle tabelle 1 e 2), emerge un incremento medio del 28% dei campioni complessivamente eseguiti, rispetto ai campioni svolti con riferimento ai soli parametri di tabella 1 e 2. Il tasso medio di superamento dei campioni anche con analisi dei parametri di tabella 3<sup>25</sup> è risultato pari mediamente al 13% dei campioni eseguiti (Fig. 5.38).

In relazione ai parametri che hanno mostrato le maggiori criticità, si conferma quanto evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, ovvero che il tasso di superamento dei limiti a livello medio nazionale è risultato superiore per i parametri di tabella 2 del citato DLgs n. 152/2006, nella quale sono fissati i limiti annuali di emissione relativi ai parametri azoto (N) e fosforo (P), per gli impianti di acque reflue urbane recapitanti in aree sensibili, rispetto ai parametri inclusi nella tabella 1 (che fissa i limiti di emissione per i parametri BOD5, COD e SST). Sensibili variazioni si registrano a livello locale: se le aree del Nord presentano maggiori criticità relativamente ai limiti fissati in tabella 2, la zona del Sud e delle Isole mostra maggiori tassi di superamento in relazione ai limiti di tabella 1 e 4 (relativa allo scarico su suolo dei reflui depurati). D'altro canto, nel Nord è presente un maggiore numero di impianti di depurazione i cui scarichi sono autorizzati ai sensi della tabella 2. Al contrario, nell'area meridionale e insulare, sono presenti numerosi impianti autorizzati allo scarico sul suolo ai sensi della tabella 4 (Fig. 5.39).

**FIG. 5.39** Tasso di superamento puntuale dei limiti fissati dal DLgs n. 152/2006 per i parametri delle tabelle 1, 2 e 4



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

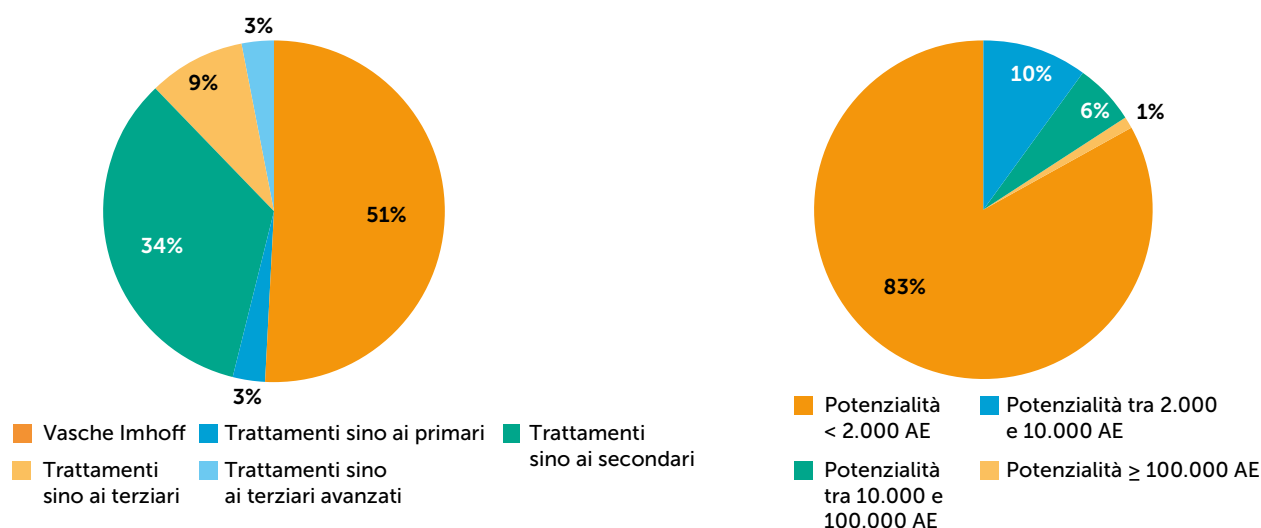
## Altri aspetti infrastrutturali

Gli impianti di depurazione gestiti dagli operatori inclusi nel *panel* considerato sono risultati poco più di 15.000; di questi, il 51% è costituito da vasche Imhoff (Fig. 5.40), mentre solo il 3% degli impianti svolge trattamenti molto

<sup>25</sup> I superamenti sono relativi ai parametri inquinanti inclusi nelle autorizzazioni allo scarico e sottoposti a controllo da parte del gestore e dell'Autorità di controllo.

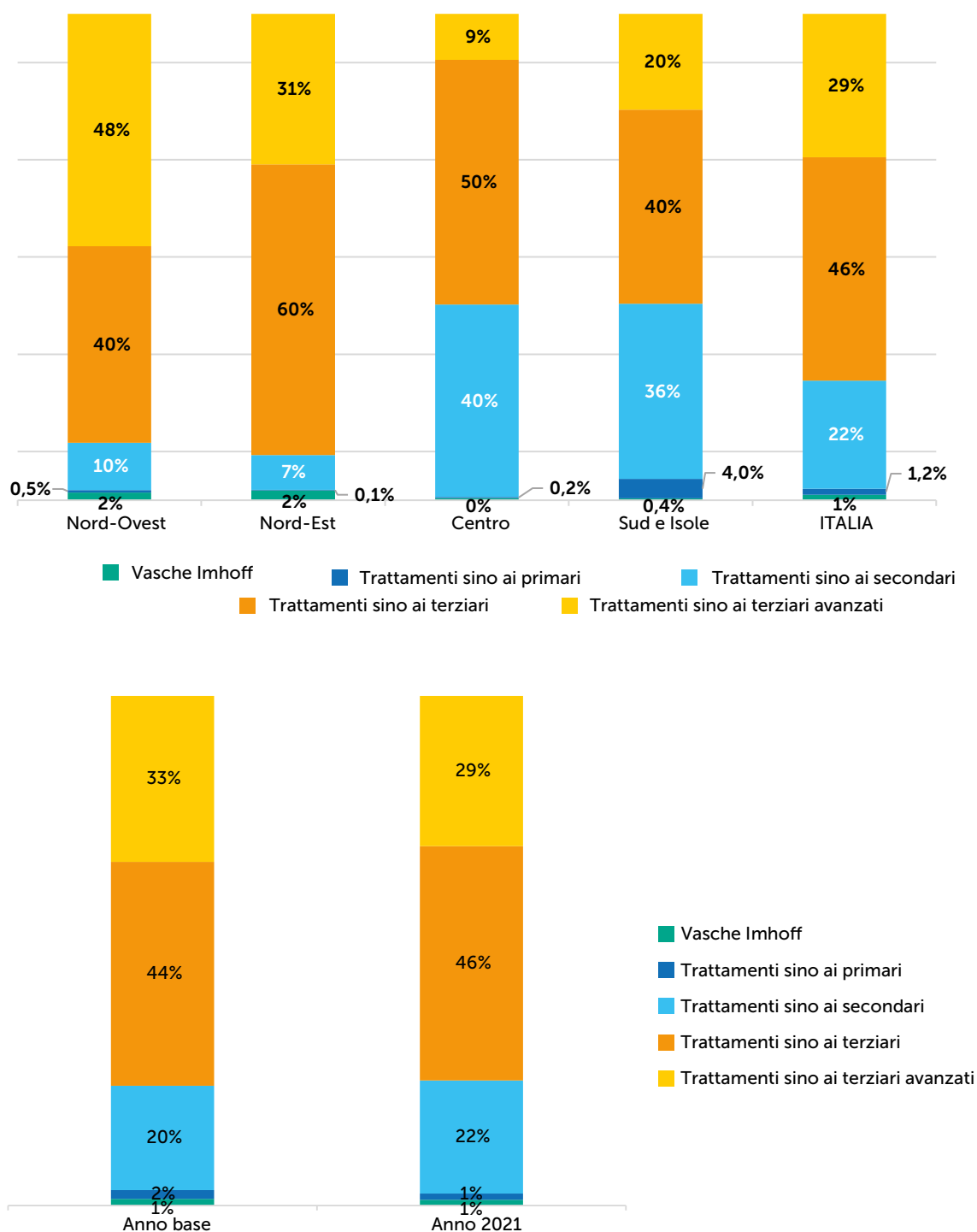
avanzati. In termini di potenzialità di trattamento, l'83% del numero di impianti ha potenzialità inferiore a 2.000 AE, il 10% ha potenzialità compresa tra 2.000 e 10.000 AE, il 6% ha potenzialità inclusa tra 10.000 e 100.000 AE e circa l'1% ha potenzialità superiore a 100.000 AE, restituendo sostanzialmente i medesimi valori già illustrati nella *Relazione Annuale 2021*.

**FIG. 5.40** *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 (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/ldr).

Nonostante l'elevata numerosità di impianti di depurazione di piccola dimensione, si evidenzia come la maggior parte del carico inquinante sia trattata da impianti dotati di un trattamento almeno secondario, con una netta prevalenza degli impianti fino ai trattamenti terziari (Fig. 5.41). Rispetto ai dati mostrati nella *Relazione Annuale 2020* relativamente all'anno di base, si nota, a livello generale, un incremento del carico sottoposto a trattamenti di affinamento o terziari avanzati. Il maggior livello di complessità dei trattamenti è evidenziabile per le Regioni settentrionali: nel Nord-Ovest, infatti, è massima la percentuale di carico inquinante sottoposta a un trattamento sino al terziario avanzato (48%); di contro, la medesima percentuale è minima nelle Regioni meridionali e insulari (20%) e del Centro (9%).

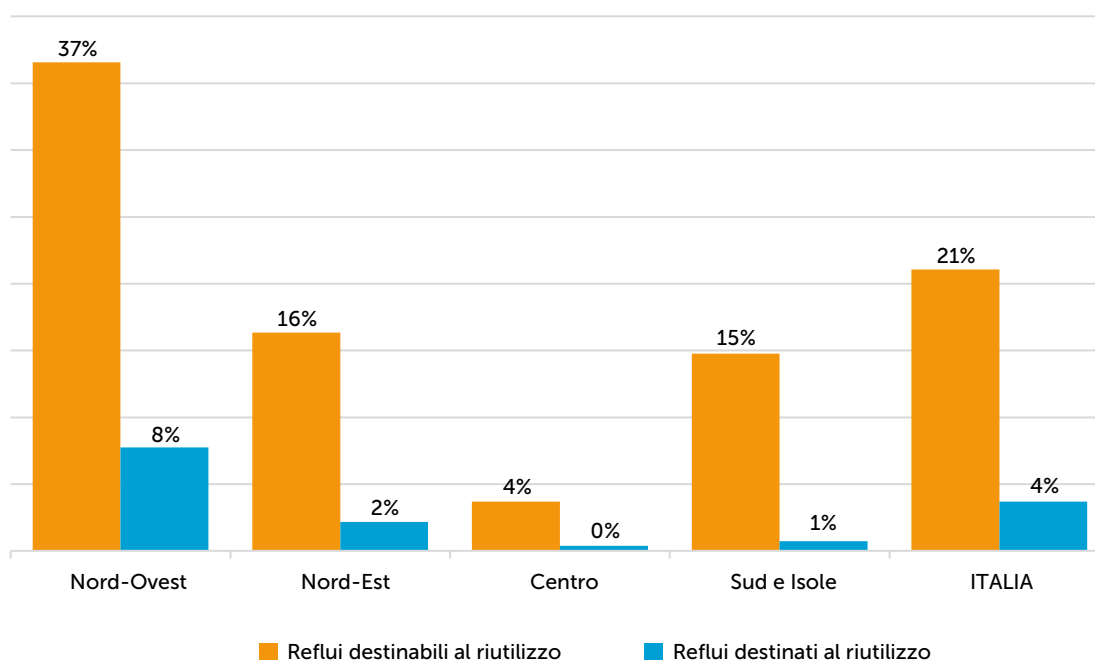
**FIG. 5.41** Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica ed evoluzione nel tempo

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Il ricorso, da parte di una quota crescente 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 2021, si evince come i volumi potenzialmente impiegabili per il riutilizzo costituiscono circa il 21% 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. 5.42). 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 alle più recenti normative volte a mitigare gli effetti negativi legati al *climate change*.

**FIG. 5.42** Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

In merito ai consumi energetici, infine, i dati comunicati dai soggetti competenti hanno mostrato un'incidenza attribuibile al servizio di depurazione pari a circa il 30% del consumo di energia elettrica complessivamente impiegato per il servizio idrico integrato, corrispondente a circa 0,36 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.

## Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione

Nel corso del 2022 è giunta a completamento un'ulteriore linea di finanziamento del pacchetto *Next Generation* EU che ha interessato il servizio idrico integrato, che si aggiunge alla linea M2C4 – I4.1 del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), rivolta al finanziamento di interventi in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico (oltre 1 miliardo di euro, rispetto a un valore di risorse complessivamente stanziato di 2 miliardi<sup>26</sup>), e all'asse IV del Programma operativo nazionale "Infrastrutture e Reti" 2014-2020 (PON

<sup>26</sup> Risorse che sono in parte destinate, per la linea I4.1, anche a infrastrutture di altri servizi idrici, in particolare i servizi irrigui.

leR), nell'ambito del programma REACT-EU, avente a oggetto "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti"<sup>27</sup> per un gruppo di Regioni localizzate nel Sud Italia<sup>28</sup> (oltre 476 milioni di risorse stanziare): si tratta della linea M2C4 – I4.2 del PNRR avente il medesimo oggetto, per l'intero territorio nazionale, alla quale l'Autorità ha prestato il proprio contributo nell'ambito della Commissione di valutazione delle proposte presentate, nominata dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

Tale misura ha consentito l'allocazione, in due diverse finestre temporali succedutesi nel secondo semestre del 2022, di una quota ulteriore di 900 milioni di euro per specifici progetti nel settore, contribuendo così alla spesa per investimenti nel servizio idrico integrato per complessivi 2,4 miliardi di euro in un arco temporale compreso tra il 2021 e il 2026, in attesa che si concludano le attività propedeutiche al rilascio di ulteriori 600 milioni di euro destinati al sostegno di interventi per l'ammodernamento delle infrastrutture di fognatura e depurazione (anche al fine di superare le procedure di infrazione comunitaria), oggetto della linea M2C4 – I4.4 del PNRR (per la quale sono in fase di stipula, alla data di redazione del presente Volume, le convenzioni di finanziamento tra Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e Regioni)<sup>29</sup>.

Nel campo delle politiche di sostegno del settore idrico a livello nazionale, nel 2022 (e nel primo semestre del 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.

Il 2022 è stato anche l'anno in cui l'Autorità ha avviato 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 18 marzo 2023, 1/2022 – DSID. Tali istruttorie hanno riguardato la verifica, tra gli atti che costituiscono lo schema regolatorio di ciascuna gestione, del Programma degli interventi (PdI) e del Piano delle opere strategiche (POS), introdotto dall'MTI-3 per tenere conto degli effetti di lungo periodo di eventuali opere di rilevanza strategica, le quali, essendo caratterizzate da rilevante complessità tecnica, hanno tempistiche di realizzazione pluriennali che superano il periodo regolatorio vigente. In tale sede l'Autorità, oltre a consolidare le proprie analisi rispetto alle priorità della pianificazione nel periodo in esame, ha potuto verificare il corretto recepimento, nelle richiamate pianificazioni, delle prime risorse stanziare dal 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.

27 Il programma è stato destinato a un gruppo di Regioni localizzate nel Sud Italia e nelle Isole (Molise, Campania, Puglia, Calabria, Sicilia), ed è stato finanziato con le risorse del pacchetto REACT-EU.

28 Si tratta delle Regioni: Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia.

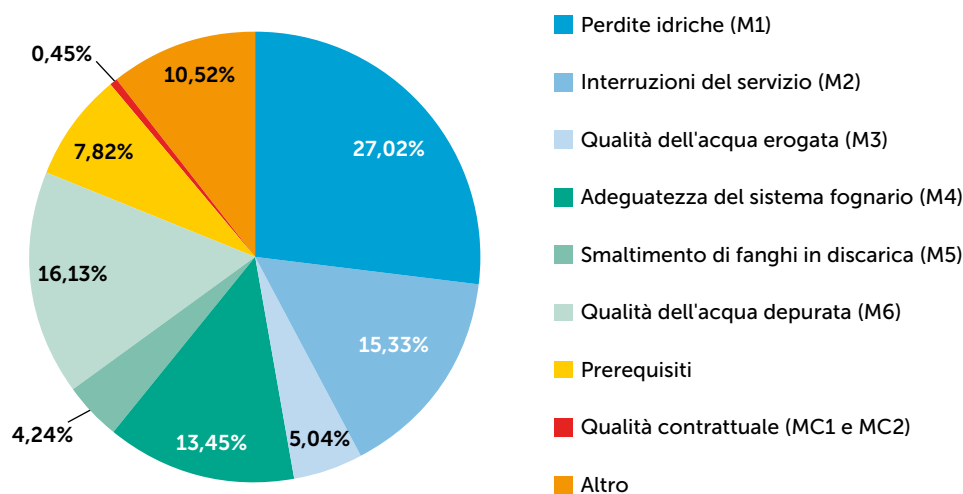
29 Per approfondimenti sul contributo dell'Autorità sullo sviluppo delle richiamate linee di finanziamento si rimanda al Volume 2 della presente *Relazione Annuale*.

## Programmi degli interventi trasmessi e Piani delle opere strategiche ai fini dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2022-2023

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 Pdl rientranti in schemi regolatori approvati dall'Autorità ai sensi della delibera 639/2019/R/idr alla data del 30 maggio 2023, 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 120 gestioni che servono complessivamente 46.142.604 abitanti.

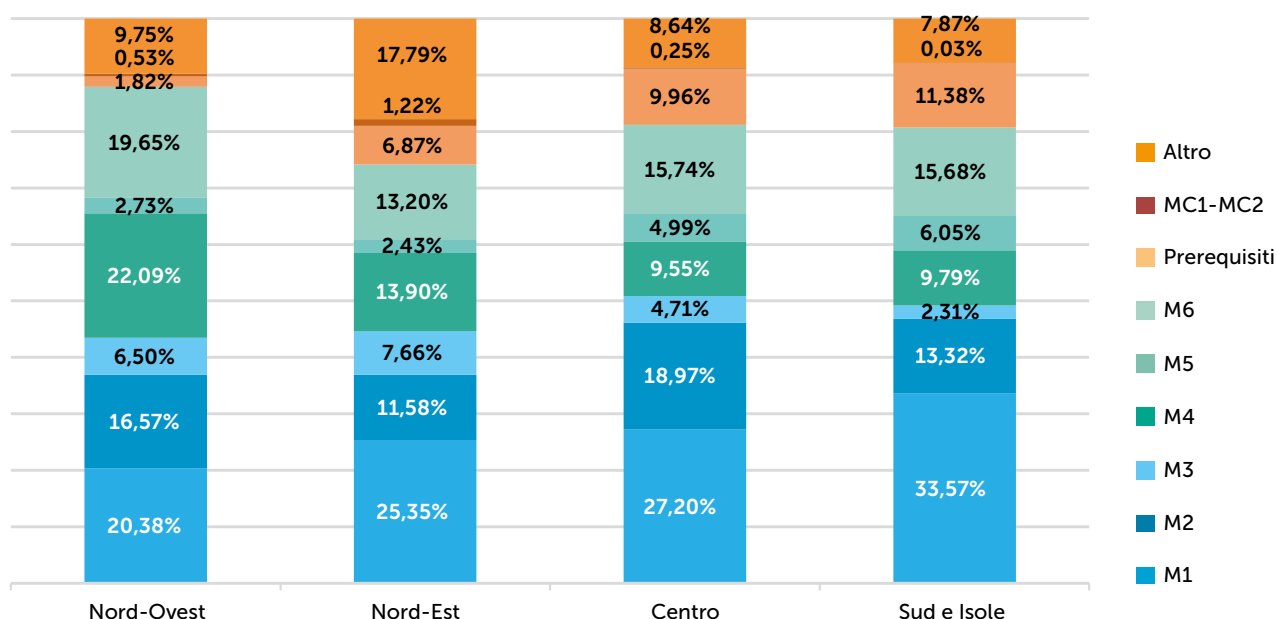
La distribuzione del fabbisogno di investimenti (al lordo dei contributi) a livello nazionale, risultante per il biennio 2022-2023 dai Pdl analizzati (Fig. 5.43), evidenzia un significativo rafforzamento del peso degli investimenti destinati alla riduzione delle perdite idriche, anche per effetto dell'iniezione di risorse stanziata per il medesimo scopo sia dal PNRR che dal REACT-EU. Gli investimenti pianificati per il miglioramento del macro-indicatore M1 passano quindi a superare il 27% degli investimenti programmati; a essi seguono, in ordine di priorità di obiettivo, gli investimenti per il miglioramento della qualità dell'acqua depurata (macro-indicatore M6), al 16,1%, e quelli per la riduzione delle interruzioni idriche (intercettati dal macro-indicatore M2), anch'essi in crescita al 15,3%, che superano gli interventi per l'adeguamento del sistema fognario (M4), stabili al 13,5%. Cala ancora la quota di investimenti in infrastrutture del servizio idrico integrato non riconducibili direttamente a specifici obiettivi di qualità tecnica fissati dall'Autorità (in parte connessi a estensioni della copertura del servizio e all'efficientamento energetico degli impianti, o a interventi attribuiti trasversalmente a due o più macro-indicatori), attestandosi al 10,5%. Si riduce leggermente il peso degli interventi destinati al superamento delle situazioni di criticità negli agglomerati oggetto di condanna da parte della Corte di giustizia europea per mancata conformità alla direttiva 91/271/CEE, di cui alle richiamate sentenze del 31 maggio 2018, causa C-251/17, e del 10 aprile 2014, causa C-85/13 (e alla più recente causa C-668/19, nonché alla prevenzione dell'eventualità di ulteriori condanne in quegli agglomerati oggetto di infrazioni comunitarie tuttora aperte e relative alla medesima direttiva<sup>30</sup>). Tale dato è il risultato sia dell'avanzamento (e relativa conclusione) di alcuni degli interventi volti alla risoluzione della criticità, sia della composizione del campione.

<sup>30</sup> Si fa riferimento, in particolare, alla procedura di infrazione europea 2017/2181 (si veda anche la figura 5.40 del paragrafo "Altri aspetti infrastrutturali").

**FIG. 5.43** Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Analizzando la distribuzione degli investimenti per area geografica (Fig. 5.44), emerge come la crescita degli investimenti per la riduzione delle perdite idriche, osservata a livello nazionale, sia trainata in particolar modo dalle pianificazioni del Sud e delle Isole (in alcuni casi beneficiarie di entrambe le linee di finanziamento comunitarie descritte), con un peso degli investimenti destinati al miglioramento di M1 pari al 33,6%, seguite da quelle del Centro Italia che sono in linea con la media nazionale (27,2%). Il Sud Italia mantiene comunque il più alto livello degli 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 all'adeguatezza del sistema fognario si colloca abbondantemente sopra la media nazionale (oltre il 22%).

**FIG. 5.44** Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023 per area geografica (in percentuale)


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, è maggiormente orientato sugli investimenti pianificati nelle infrastrutture acquedottistiche (45,6%) rispetto a quelli previsti nelle reti fognarie e negli impianti di depurazione (nel complesso il 40,66%), pur permanendo differenze tra singole aree geografiche: nel Nord-Ovest è stato espresso un maggiore fabbisogno nelle fasi di fognatura e depurazione, mentre nel Centro Italia la forbice tra le due fasi aumenta a favore delle infrastrutture di acquedotto.

Come anticipato nella premessa al presente Capitolo, le istruttorie condotte sull'aggiornamento dei Programmi degli interventi hanno costituito l'occasione per verificare il recepimento nei medesimi atti di pianificazione degli interventi finanziati con i primi decreti di trasferimento delle risorse del pacchetto *Next Generation* EU, con particolare 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. Si tratta di valutazioni preliminari che andranno affinate nel prossimo periodo regolatorio 2024-2027<sup>31</sup>, per due ragioni principali:

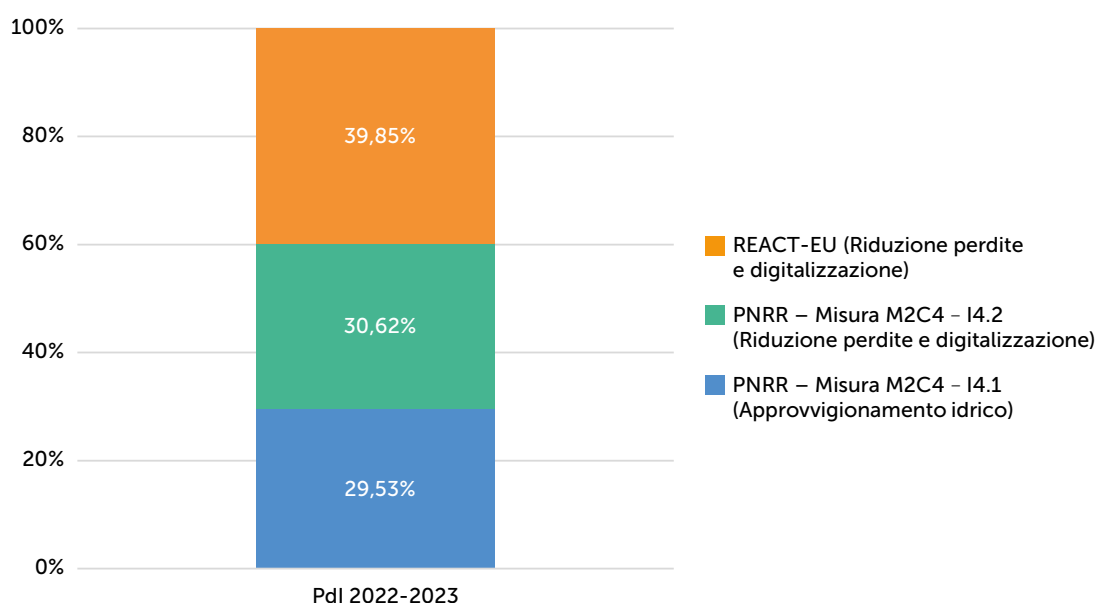
- il completamento di alcune delle linee di finanziamento in una fase successiva alla trasmissione degli schemi regolatori di aggiornamento biennale da parte di soggetti risultati beneficiari, con la conseguenza che i relativi interventi finanziati non sono stati ancora recepiti nelle programmazioni attuali; ci si riferisce alla seconda finestra temporale 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.

Dalla ricognizione effettuata sui Pdl trasmessi, è stato possibile quantificare in quasi 700 milioni di euro (690,1 milioni) le risorse chiaramente riconducibili dagli Enti di governo dell'ambito a interventi finanziati col pacchetto *Next Generation* EU nel biennio 2022-2023, principalmente allocate nel secondo anno del biennio. Tale somma include la quota di risorse cofinanziata dalla tariffa del gestore; la quota pianificata a titolo di contributo pubblico nel medesimo periodo risulta invece pari a poco più di 478 milioni di euro (circa il 16% del budget destinabile al servizio idrico integrato). Complessivamente, le risorse previste incidono per circa il 10% del fabbisogno pianificato nel biennio 2022-2023 (arrivando a superare il 14% nel 2023). Le risorse sono equamente ripartite tra le tre misure implementate (almeno parzialmente) nel 2022 (Fig. 5.45).

---

<sup>31</sup> Per un'analisi completa sull'allocazione delle risorse del PNRR si rimanda ai successivi paragrafi.

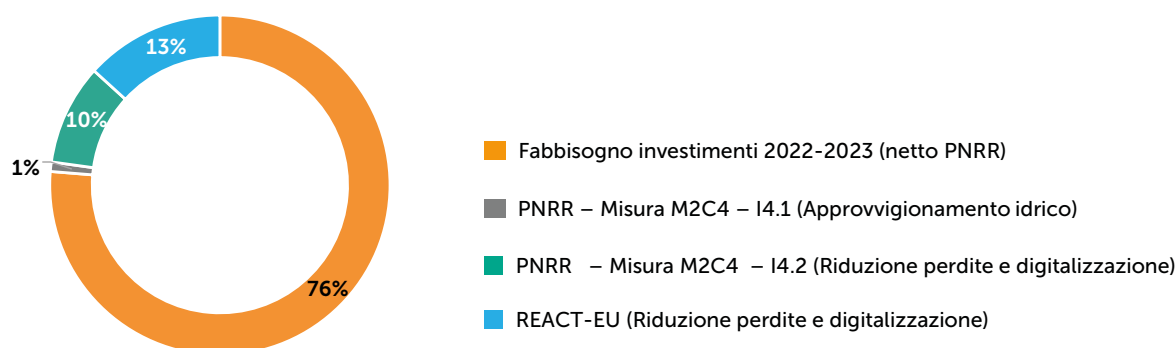
**FIG. 5.45** Interventi PNRR e REACT-EU recepiti nelle pianificazioni 2022-2023 (ripartizione percentuale per linea di finanziamento)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

I macro-indicatori impattati dalle misure in esame nelle pianificazioni attuali sono principalmente riconducibili ai due macro-indicatori di qualità tecnica di minimizzazione delle perdite idriche (per i finanziamenti del REACT-EU e della linea M2C4 – I4.2 del PNRR) e di riduzione delle interruzioni (con riferimento alle risorse allocate dalla linea M2C4 – I4.1 del PNRR), mentre per una quota marginale rilevano il miglioramento della qualità dell'acqua erogata e il superamento dei prerequisiti legati alla fase acquedottistica. Nella figura 5.46 è riportata, a titolo di esempio, l'incidenza delle richiamate misure sugli investimenti destinati al macro-indicatore M1 rispetto al fabbisogno totale espresso per il medesimo obiettivo, sempre nel biennio 2022-2023.

**FIG. 5.46** Risorse destinate al miglioramento del macro-indicatore M1 nelle pianificazioni 2022-2023 per tipologia di finanziamento (percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Coerentemente con quanto fatto per i Pdl, l'Autorità in sede di aggiornamento biennale ha consolidato le proprie analisi in merito all'utilizzo e all'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

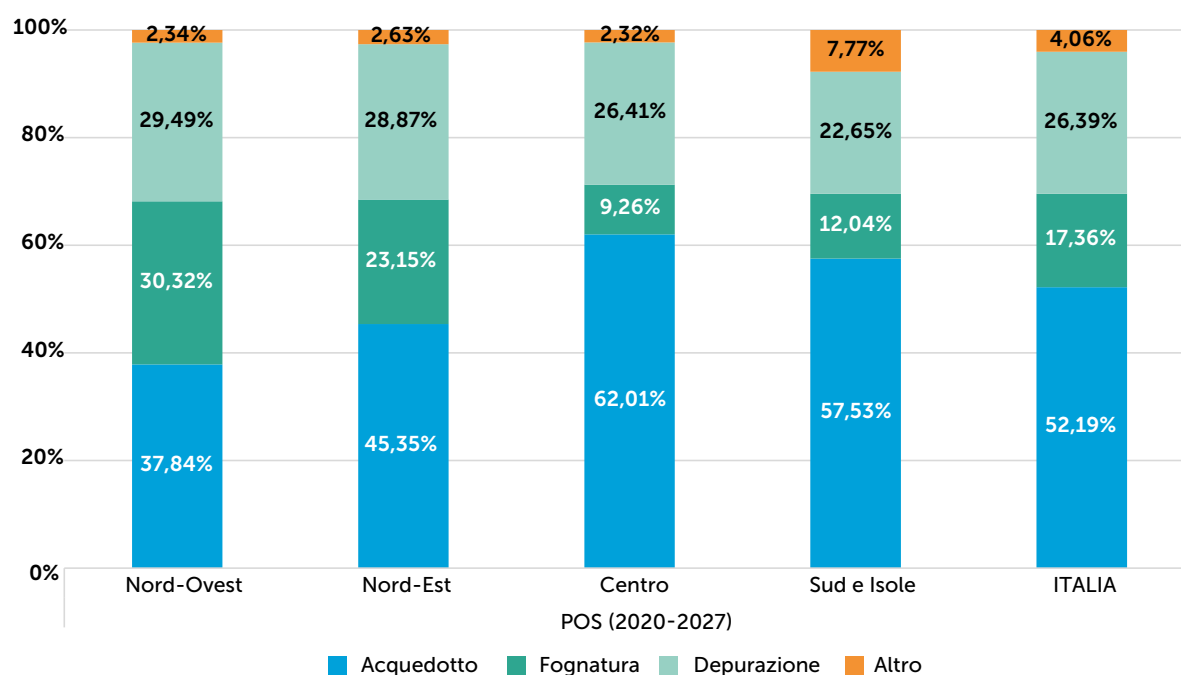
(anche a livello di area geografica) sulla capacità (e sulla possibilità) dei gestori e degli Enti di governo dell'ambito di adottare pianificazioni di medio-lungo termine, anche in considerazione della disponibilità di fonti di finanziamento (da tariffa e da contributo pubblico).

Nell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie MTI-3 per il periodo 2022-2023, gli Enti di governo dell'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 ammonta a circa 11,4 miliardi di euro, equivalenti a 246,74 euro/abitate, in aumento rispetto alla ricognizione svolta nella precedente *Relazione Annuale* per il medesimo periodo (10,3 miliardi di euro, equivalenti a 205,7 euro/abitate), segno di un maggiore ricorso a pianificazioni di medio-lungo termine da parte di EGA e dei gestori. Tale fabbisogno è allocato principalmente nel quadriennio che supera il periodo regolatorio attuale (2024-2027), nel quale risultano circa 8,1 miliardi di euro (circa il 71% del totale). Le opere contenute nei POS censiti sono concentrate prevalentemente nella fase di approvvigionamento e distribuzione (52,19% del fabbisogno totale a livello nazionale), con un peso differente sia per periodo di riferimento che a livello di area geografica (Fig. 5.47): crescente nel secondo quadriennio del Piano (56,43%) rispetto al primo (in cui assumono un peso maggiore le opere strategiche destinate ai settori di fognatura e depurazione, con il 55,75%); maggiore nel Centro e nel Sud e Isole (rispettivamente 62,01% e 57,53% nei sette anni di Piano); mentre nel Nord Italia prevalgono le opere pianificate nelle fasi di raccolta e depurazione delle acque reflue (che pesano quasi per il 60% nel Nord-Ovest). A livello di singolo obiettivo di qualità tecnica, prendendo in considerazione i soli anni oggetto di aggiornamento biennale, la quota maggiore di risorse nel medio e lungo termine è destinata alla riduzione delle interruzioni idriche e al miglioramento della qualità dell'acqua depurata (in particolare nel Nord-Ovest, in cui pesano per il 27,3%), mentre le perdite restano obiettivo prioritario nel Sud e Isole (32,3%).

**FIG. 5.47** Fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per servizio e area geografica (in percentuale)

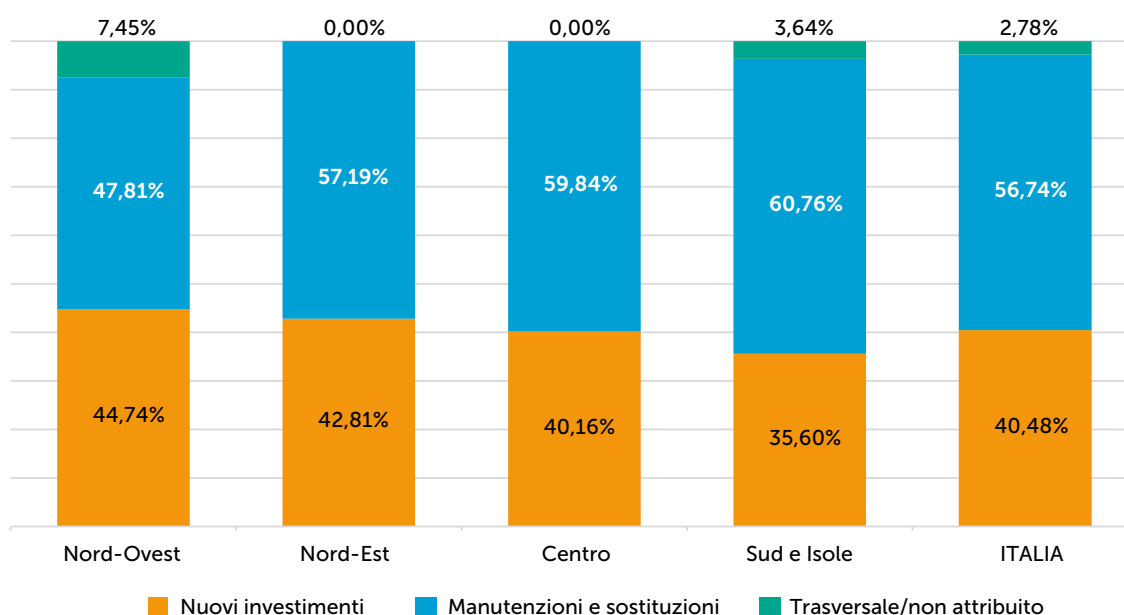


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Con riferimento alle tipologie di opere sottese agli interventi previsti (in termini di nuove opere o di interventi di sostituzione e manutenzione su infrastrutture esistenti), anche in aggiornamento biennale oltre la metà del fabbisogno finanziario pianificato dagli Enti di governo dell'ambito rimane a copertura di opere di sostituzione e ammodernamento di reti e impianti e di interventi di manutenzione straordinaria (56,74%), mentre il peso degli investimenti in nuove opere si attesta al 40,48%.

Per quanto riguarda la distribuzione degli investimenti per tipologia di opera a livello di area geografica (Fig. 5.48), l'incidenza degli investimenti in nuove opere oscilla tra il 44,7% del Nord-Ovest e il 35,6% del Sud e delle Isole (area che esprime anche il tasso maggiore di investimenti in interventi di sostituzione e manutenzione straordinaria, superiore al 60%). L'incremento della forbice tra nuove opere e sostituzioni può essere anche l'effetto dell'implementazione delle misure del *Next Generation EU*, e in particolare del completamento, nel 2022, delle linee di riduzione delle perdite (che prevedono un'incidenza significativa delle attività di risanamento e sostituzione delle condotte sulla base dei risultati delle attività di digitalizzazione, monitoraggio delle reti e ricerca perdite); mentre le attività propedeutiche all'implementazione della linea M2C4 – I4.4, che prevederà la realizzazione di nuove opere, in particolare opere di collettamento e depurazione necessarie per conseguire la conformità alle disposizioni della direttiva 91/271/CEE, sono in corso di finalizzazione. Prova ne è il fatto che la percentuale di investimenti in manutenzione nelle opere del PNRR e del REACT-EU recepite nei PdI è pari, nel periodo in esame, al 52,4%.

**FIG. 5.48** Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2022-2023 per tipologia di opera e area geografica (in percentuale)



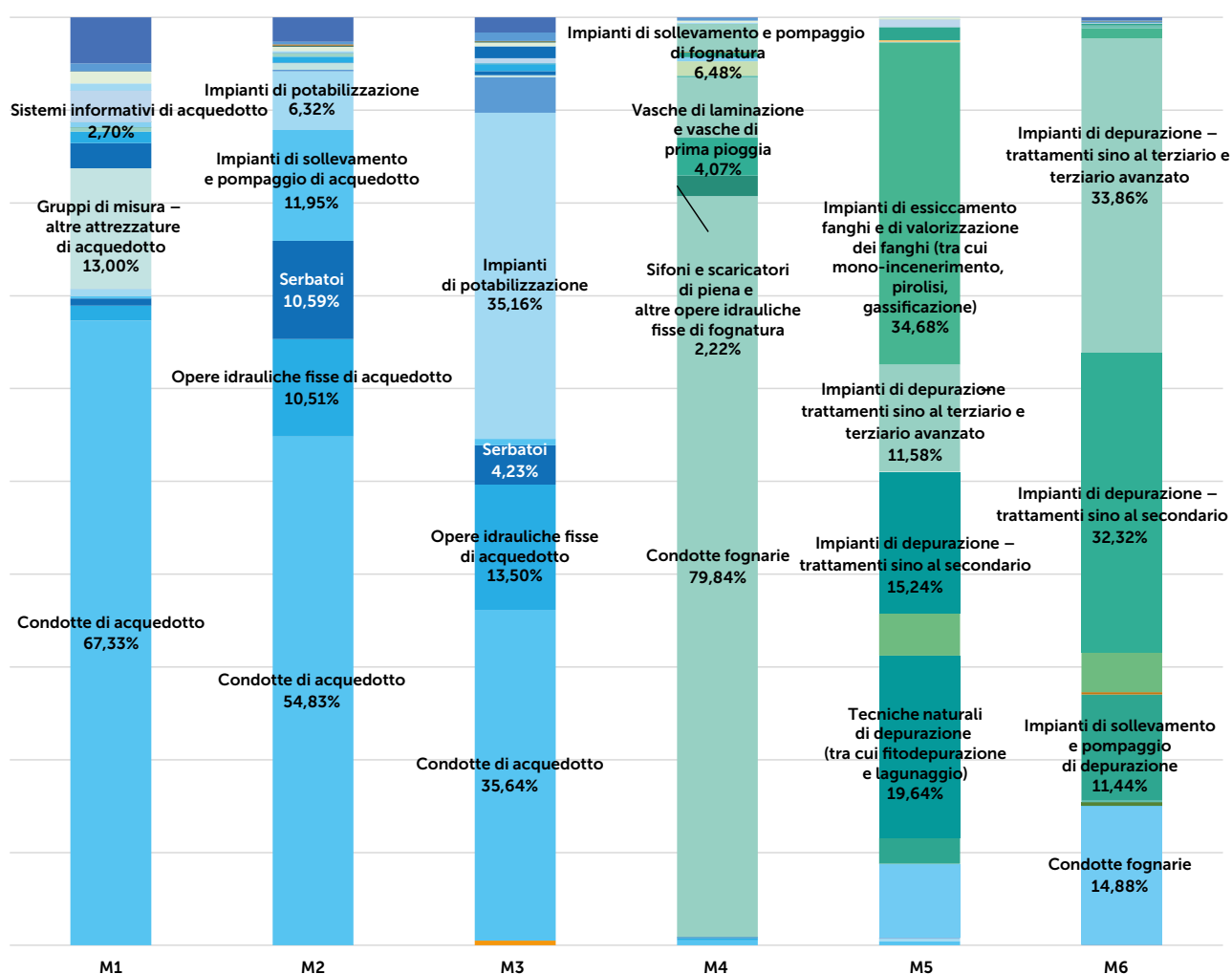
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Per quanto riguarda, infine, la distribuzione delle opere sottostanti a ciascun intervento che l'Ente di governo dell'ambito prevede di realizzare all'interno del relativo Pdl per il raggiungimento di ciascun obiettivo di qualità tecnica (utilizzando come *proxy* per la categorizzazione di tali opere quella della tipologia di cespiti, secondo la classificazione rivista e maggiormente declinata dall'Autorità in sede di definizione del metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio), gli approfondimenti condotti con riferimento al biennio 2022-2023 oggetto di aggiornamento hanno restituito le seguenti principali evidenze (rappresentate nella figura 5.49):

- gli interventi sulle condotte (sostituzione e risanamento delle reti di distribuzione, realizzazione e rifacimento di adduttrici, opere di interconnessione, estensione e adeguamento delle reti fognarie, realizzazione e risanamento di collettori) rimangono la quota principale di fabbisogno nel servizio idrico integrato, seppure in riduzione rispetto alla precedente rilevazione per il settore acquedottistico; a livello di area geografica, l'incidenza dei cespiti delle condotte di acquedotto e di quelle fognarie risulta maggiore nel Nord-Est;
- per la riduzione delle perdite è confermata 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, anche per effetto del recepimento dei primi interventi di digitalizzazione ammessi a finanziamento con le risorse del REACT-EU e del PNRR;
- con riferimento agli obiettivi di riduzione delle interruzioni idriche (macro-indicatore M2) e al miglioramento della qualità dell'acqua erogata (macro-indicatore M3) assumono rilievo (come illustrato anche nella precedente *Relazione Annuale*) gli interventi sulle opere idrauliche (sorgenti, pozzi e altri impianti di captazione) e di adeguamento, potenziamento e realizzazione di serbatoi, nonché di impianti di sollevamento e pompaggio, oltre agli impianti di potabilizzazione, che pesano per oltre un terzo del fabbisogno di investimenti legato al macro-indicatore M3 (riferito a interventi di potenziamento degli impianti di potabilizzazione e/o di singoli trattamenti, quali per esempio disinfezione, filtrazione, addolcimento);

- con riferimento alla riduzione dello smaltimento dei fanghi in discarica (macro-indicatore M5), la quota principale di fabbisogno interessa impianti di depurazione, nello specifico la linea di trattamento fanghi: impianti di essiccamento – termico, solare, bioessiccamento – e valorizzazione, a volte integrati (per esempio con la presenza di sistemi di cogenerazione di energia elettrica/calore, produzione di biometano), e impianti di trattamento (finalizzati anche al successivo recupero di fosforo e nutrienti); infine, per quanto riguarda il miglioramento della qualità dell'acqua depurata, si conferma l'equilibrio tra interventi su impianti di trattamento terziario e terziario avanzato (34%).

**FIG. 5.49** Interventi principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, 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).

## Stato delle erogazioni relative al primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale

Nel corso del 2022 e nella prima metà 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 –<sup>32</sup>, 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 28 dicembre 2021, 633/2021/R/idr<sup>33</sup>, e 8 marzo 2022, 95/2022/R/idr<sup>34</sup>. 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), ha proceduto, con le delibere 4 maggio 2023, 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.

Rispetto al quadro illustrato nella *Relazione Annuale 2021*, 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 13.972.285,03 euro<sup>35</sup> (di cui 5.038.793,31 euro autorizzati nel secondo semestre del 2022 e 8.261.421,91 euro nell'anno in corso<sup>36</sup>). Di conseguenza, l'importo complessivo delle risorse autorizzate all'erogazione a partire dall'adozione della sezione "acquedotti" del Piano nazionale (comprensivo degli acconti e delle quote successive) ammonta a 50.511.575,96 euro (di cui 29.862.227,74 euro di competenza dell'anno 2019 e 20.649.348,22 euro di competenza dell'anno 2020), pari al 63,14% del finanziamento totale originariamente stanziato, che sale al 73,87% se non si considerano nel totale gli importi dei due progetti oggetto della revoca richiamata in premessa, nonché quelli dell'intervento n. 10 (localizzato in provincia di Venezia), le cui risorse sono confluite in uno degli elenchi della linea M2C4 – I4.1 del PNRR. Alla luce delle considerazioni riportate, nella figura 5.50 è rappresentato lo stato dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale al mese di maggio 2023 (in coincidenza con l'ultimo provvedimento di autorizzazione a oggi approvato), distinto per area geografica. In particolare, emerge come nel Nord-Ovest quasi tutti i progetti abbiano completato le erogazioni (a eccezione di una quota residuale per un intervento dell'ATO di Lecco), così come nel Centro Italia (per il quale è stato erogato il 94% delle risorse), mentre restano sotto il 50% dei trasferimenti il Nord-Est e il Sud e Isole, seppure nelle suddette aree si siano registrati avanzamenti dei progetti nell'ultimo anno.

32 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*.

33 Per approfondimenti in merito, si rimanda al Volume 2 della *Relazione Annuale 2021*.

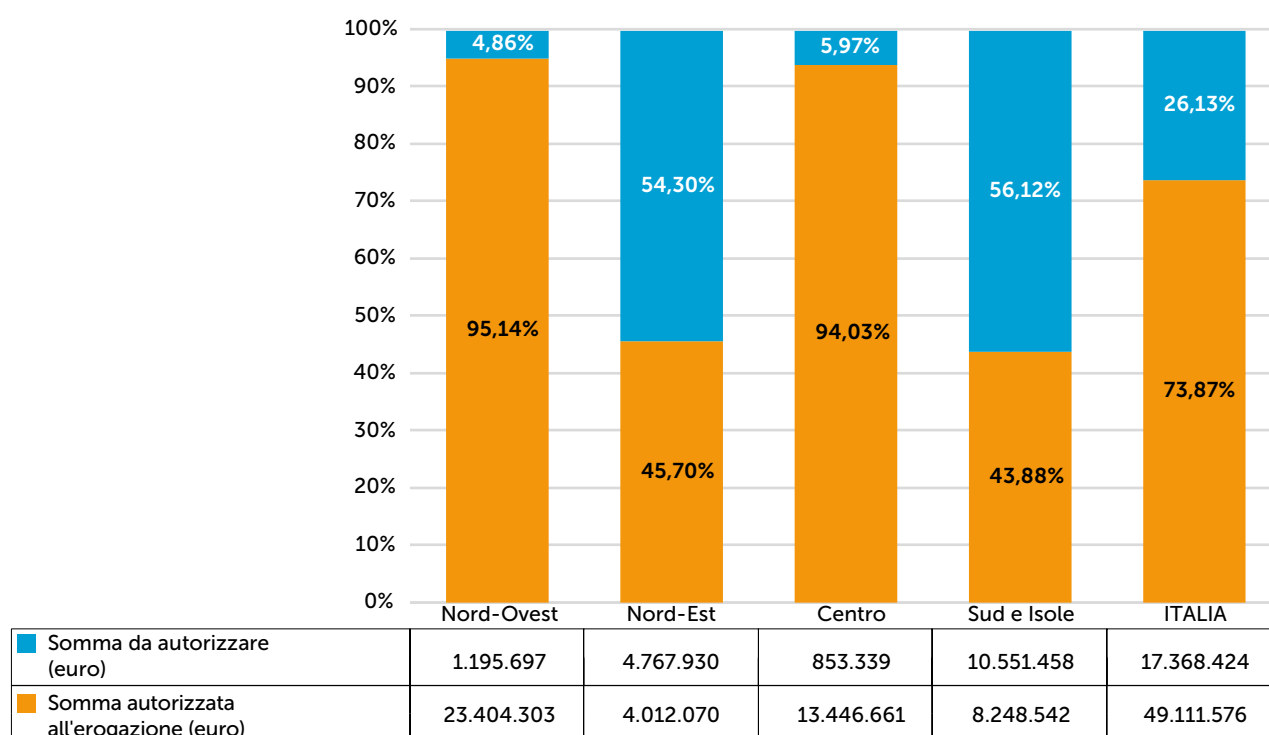
34 Non sono ancora trascorsi i termini delle intimazioni di cui alle delibere 6 settembre 2022, 417/2022/R/idr, e 13 settembre 2022, 428/2022/R/idr, la cui scadenza è fissata al 7 agosto 2023.

35 Nel 2019, con la delibera 3 dicembre 2019, 512/2019/R/idr, l'Autorità aveva già autorizzato l'erogazione della prima quota con riferimento a 23 dei 26 interventi, proposti da 16 enti di riferimento, per un importo totale di 14.540.000 euro, pari al 91% del valore complessivo della prima quota e al 18% del finanziamento complessivo 2019-2020; nel 2020 sono stati autorizzati complessivamente 11.440.000 euro, portando a completamento l'erogazione degli acconti per i restanti tre interventi (1.460.000 euro) e avviando l'erogazione delle quote successive per sette progetti trasmessi da sei Enti di governo dell'ambito (per complessivi 9.980.000 euro), dei quali 8.050.000 euro sono stati erogati con le modalità straordinarie di cui alla delibera 1° dicembre 2020, 520/2020/R/idr, rappresentate nel Volume 2 della precedente *Relazione Annuale*.

36 Per il dettaglio dei provvedimenti di interesse, per quanto riguarda le autorizzazioni, si veda il Volume 2 della presente *Relazione Annuale*. A integrazione del richiamato Volume, le quote di erogazione autorizzate nel primo semestre del 2023 sono state oggetto dei seguenti provvedimenti:

- la delibera 28 febbraio 2023, 79/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 4, proposto dall'Ufficio d'ambito di Lecco, avente a oggetto "Raddoppio collettore brianteo – tratto Valmadrera Civate", per un importo complessivo di 414.385 euro;
- la delibera 28 febbraio 2023, 80/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 15, proposto dalla Regione Marche, avente a oggetto "Interconnessioni delle adduttrici dell'ATO3, dell'ATO 4 e dell'ATO 5 in un sistema integrato che fa leva anche sugli invasi presenti nell'area – progettazione delle opere", per un importo di 3.936.174,21 euro;
- la delibera 4 maggio 2023, 188/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 2 proposto dall'Ufficio d'ambito di Brescia, avente a oggetto "Realizzazione di reti e impianti di acquedotto nel Comune di Calvisano (codici ID A2A 189 e ID A2A 235) – 6 lotti", per un importo di 1.109.392,78 euro;
- la delibera 4 maggio 2023, 189/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 22, proposto dal Dipartimento Acqua e Rifiuti della Regione Sicilia, avente a oggetto "Centrale di sollevamento delle acque trattate dal polo di potabilizzazione di Gela (MS 591)", per un importo di 1.468.541,94 euro;
- la delibera 4 maggio 2023, 190/2023/R/idr, con riferimento agli interventi nn. 23 e 24, proposti dall'Assemblea territoriale idrica di Palermo, aventi a oggetto, rispettivamente, "Addizioni: ripristino opere vetuste e/o in cattivo stato (progetto congiunto con Bagheria) (Santa Flavia)" e "Sostituzione rete idrica vetusta e/o in cattivo stato (Camporeale)", per un importo complessivo di 1.332.477,98 euro.

**FIG. 5.50** Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2023)



Fonte: elaborazione ARERA.

Le ultime autorizzazioni hanno determinato la conclusione del finanziamento per ulteriori sei interventi inclusi nell'elenco, tra cui rileva il completamento della progettazione dell'Anello antisismico dei Sibillini (per completezza, gli altri finanziamenti conclusi riguardano, nello specifico, un intervento localizzato nell'ATO Alto Veneto, uno relativo al territorio dell'ATO di Lecco, e, da ultimo, l'intervento afferente all'ATO di Brescia e i due interventi localizzati nell'ATO di Palermo), portando in totale a 13 (sui 26 totali) gli interventi che hanno esaurito il finanziamento stanziato dal richiamato DPCM 1° agosto 2019, previsto per questi ultimi in complessivi 37.450.000 euro. Per tre degli interventi conclusi, in fase di rendicontazione delle quote finali, sono state attestate economie di spesa pari a 484.775 euro. A livello aggregato, oltre alla prima quota in acconto, sono state finora autorizzate all'erogazione ulteriori quote di finanziamento per complessivi 34.511.575,96 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, è tenuto a "informa[re] l'Autorità e CSEA sullo stato di avanzamento dell'intervento finanziato, aggiornando il cronoprogramma finanziario e segnalando eventuali criticità (ritardi nella realizzazione) o variazioni del progetto di carattere tecnico o economico"<sup>37</sup>. In occasione dei due aggiornamenti previsti nel corso del 2022 e, in particolare, nell'ambito del più recente monitoraggio – tenutosi tra i mesi di ottobre e novembre 2022 –, è stato registrato un deciso avanzamento dei progetti finanziati (che ha portato, in alcuni casi, alla conclusione delle opere sottostanti, con contestuale richiesta all'Autorità e a CSEA di erogazione dell'ultima quota), nonostante la spesa complessiva-

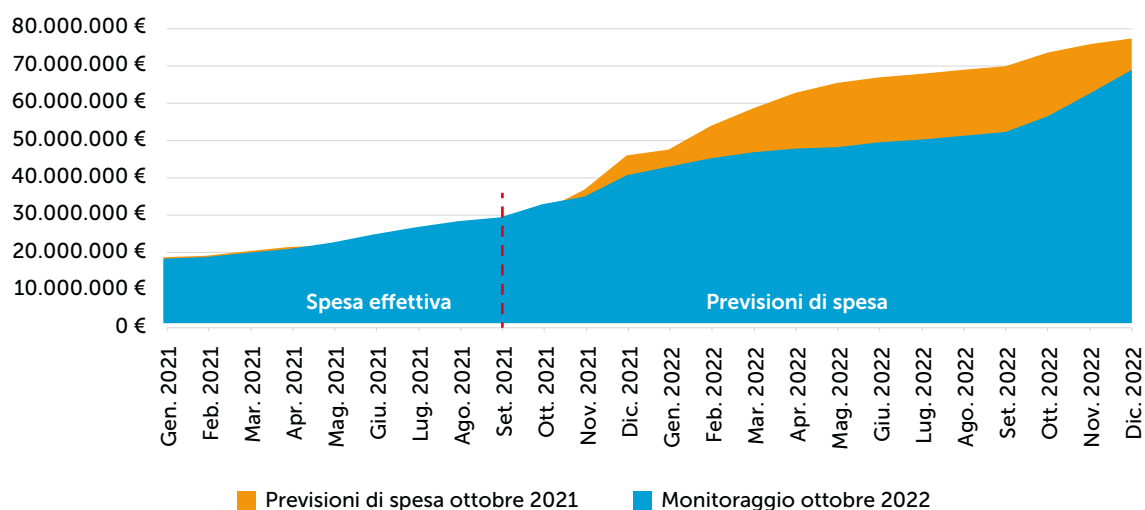
<sup>37</sup> Il monitoraggio viene effettuato utilizzando l'apposita modulistica predisposta da CSEA con la richiamata circolare 10/2020/idr per trasmettere la documentazione attestante le previsioni di avanzamento mensile del livello di spesa relativo a ciascuno dei rispettivi interventi finanziati.



mente indicata al termine del 2022 (che costituisce un consuntivo per quasi l'intero arco dell'anno) risulti inferiore di poco più di 8 milioni di euro rispetto alla previsione, per il medesimo anno, rilevata nei monitoraggi trasmessi a ottobre del 2021.

La differenza tra le due pianificazioni (rappresentata dalla figura 5.51) è dovuta, da un lato, al permanere di criticità che hanno determinato, per alcuni progetti, il protrarsi dei ritardi registrati nei mesi precedenti, con il rinvio di una quota di spesa al 2023, dall'altro al verificarsi di economie di spesa (per lo più ribassi di gara) nelle rendicontazioni dei progetti conclusi o prossimi alla conclusione. In ogni caso, dal confronto dei flussi di spesa, emerge come i più recenti cronoprogrammi risultino sostanzialmente in linea con le previsioni (si consideri che, nella rilevazione dello scorso anno, la distanza tra pianificazione e spesa aveva determinato un rinvio di quasi 30 milioni di euro di spesa al 2022).

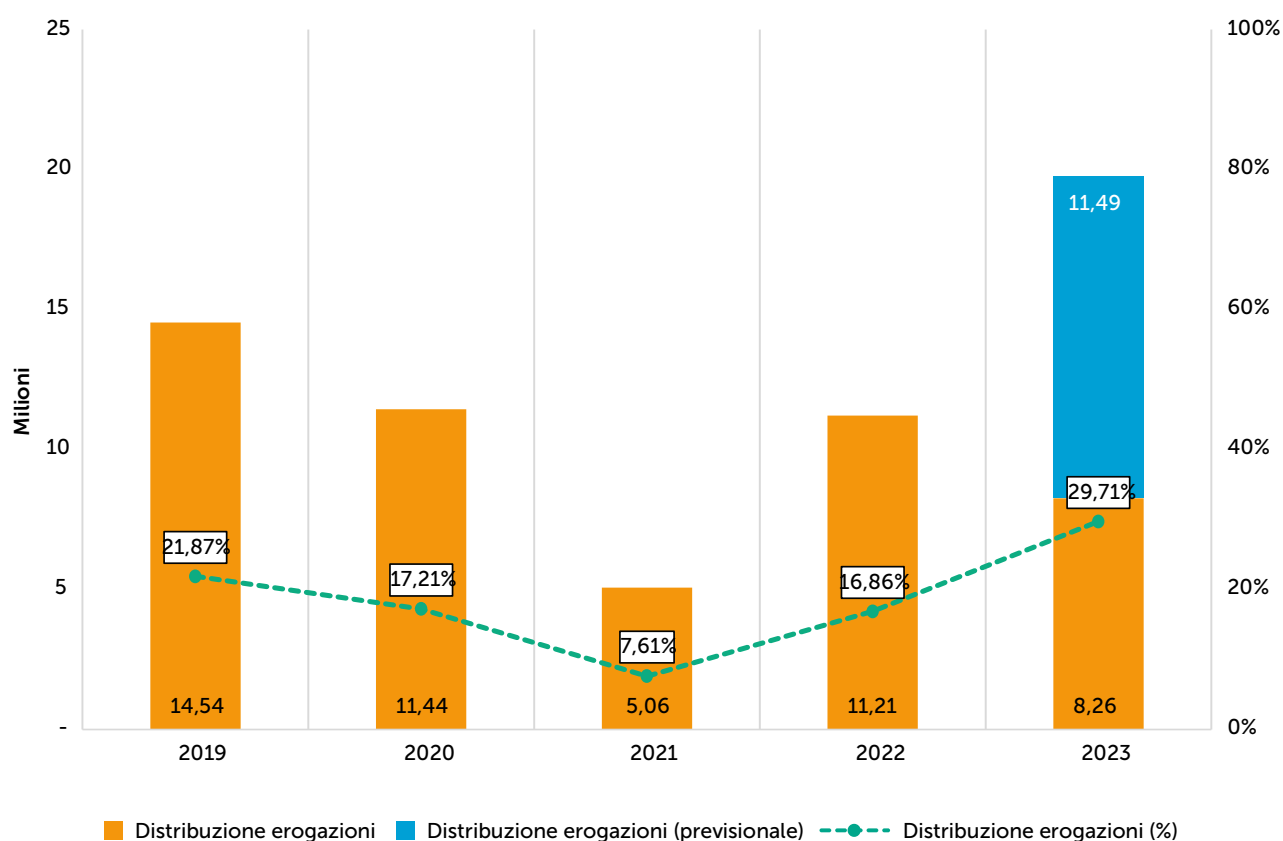
**FIG. 5.51** Rendicontazione degli interventi finanziati e previsioni di spesa, sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari (monitoraggio ottobre 2022)



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.

Considerando lo sviluppo dei cronoprogrammi trasmessi, risulta che, nel corso del 2022, si è raggiunto un livello di erogazioni simile a quello del 2020, dopo che il 2021 era stato caratterizzato da significativi rinvii dovuti ai noti ritardi sulle progettazioni e sui lavori, derivanti in larga parte dall'emergenza pandemica. A livello aggregato, la quota maggiore di spesa è prevista concentrarsi nel corso dell'anno 2023. Di conseguenza, in tale anno è ipotizzabile anche la quota maggiore di autorizzazioni all'erogazione (quasi il 30%), che dovrebbe portare complessivamente ad autorizzare, entro il prossimo 31 dicembre, quasi la totalità dei finanziamenti previsti dal Piano, al netto delle specificazioni fatte in premessa sugli interventi che non ne fanno più parte (Fig. 5.52).

**FIG. 5.52** Distribuzione dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale per anno di autorizzazione (in milioni di euro) e peso sul finanziamento totale (%)



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.

## Stato di avanzamento delle linee di finanziamento previste dal pacchetto *Next Generation* EU: evidenze nel servizio idrico integrato

Nel presente paragrafo sono sintetizzati gli esiti dell'ulteriore misura prevista nel PNRR e giunta a completamento nel corso del 2022 (e nei primi mesi del 2023), vale a dire la linea di finanziamento I4.2 della componente M2C4 ("Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti"), ed è presentato, in conclusione, un quadro complessivo aggiornato dei finanziamenti a oggi assentiti col pacchetto *Next Generation* EU.

Gli investimenti oggetto di finanziamento nell'ambito della misura M2C4 – I4.2 (le cui specifiche erano state definite con avviso pubblicato in data 9 marzo 2022 dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti) sono finalizzati, in particolare, a ridurre le perdite nelle reti per l'acqua potabile, a incrementare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici e a rafforzare la digitalizzazione delle reti che consentano di monitorare i nodi principali e i punti più sensibili della rete per una gestione ottimale delle risorse, creando le premesse per un "avanzamento significativo della capacità di gestire in modo durevole il patrimonio delle infrastrutture idriche basato sulle migliori tecnologie disponibili, le migliori pratiche internazionali e secondo i principi e gli indirizzi adottati dall'Unione europea, in coerenza con i principi e gli obiettivi della strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile e il Piano

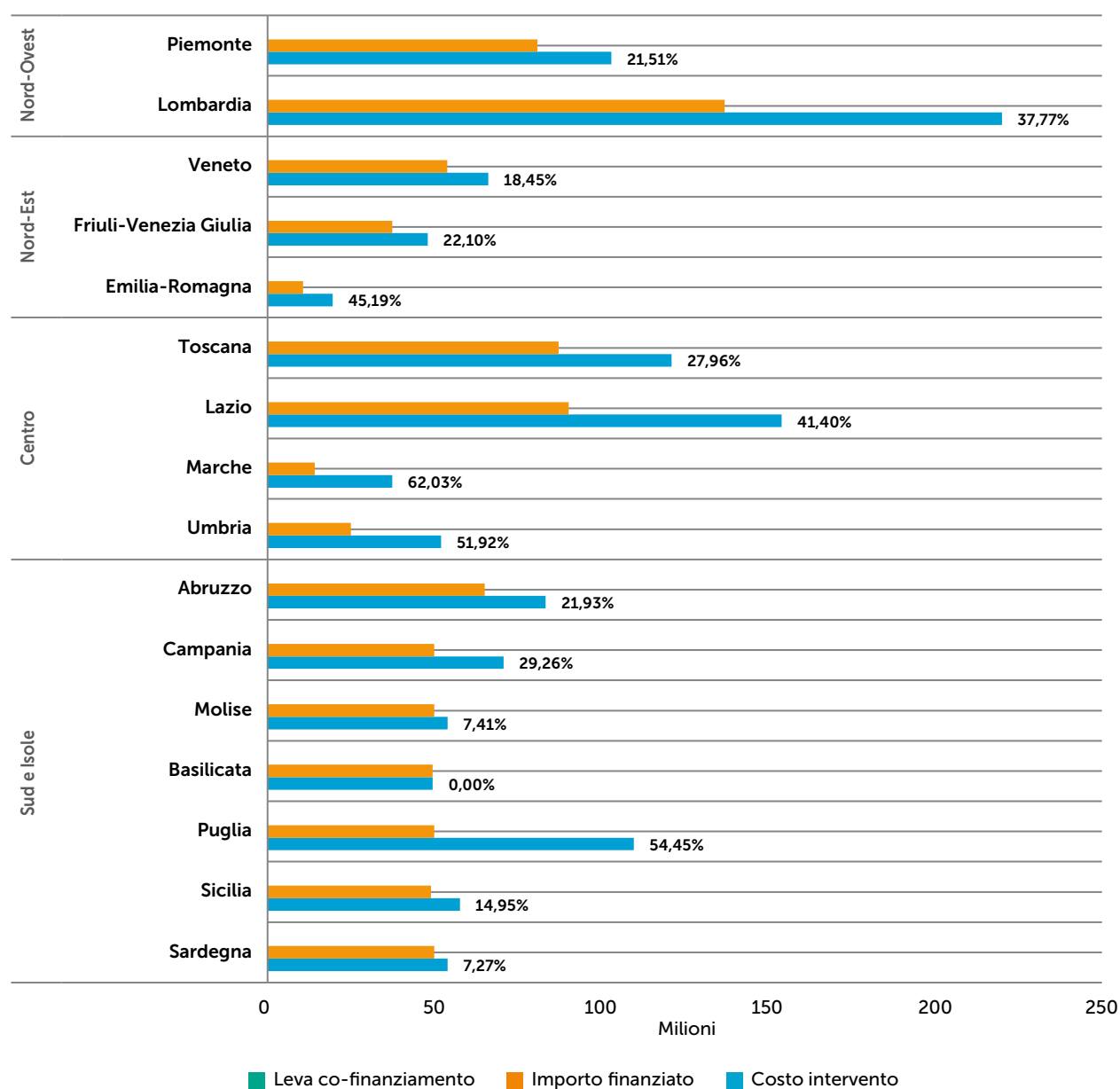
*nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici*". Gli interventi ammessi a finanziamento hanno riguardato un percorso metodologico articolato secondo le seguenti fasi:

- 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.

L'efficacia delle proposte trasmesse è stata valutata tramite la quantificazione di due indicatori: "Chilometri di rete distrettualizzata", espressi come lunghezza della rete di distribuzione che risulta complessivamente ripartita in distretti, funzionali alla localizzazione e alla riduzione delle perdite idriche; riduzione dei livelli percentuali di perdite delle reti idriche, individuati partendo dall'indicatore "M1b – Perdite idriche percentuali".

Le graduatorie, approvate con i decreti 24 agosto 2022, n. 594 (con riferimento alla prima finestra temporale) e 24 marzo 2023, n. 181, hanno visto l'assegnazione di 900 milioni di euro di risorse (606,87 milioni nella prima finestra temporale e 293,17 milioni nella seconda). Hanno ricevuto il finanziamento 33 progetti, con il coinvolgimento di 54 soggetti realizzatori, grazie alla presenza di due raggruppamenti territoriali di imprese (in Friuli-Venezia Giulia e nell'ambito territoriale ottimale del Bacchiglione) e di un'Unione di comuni in Sicilia. Le risorse stanziare permetteranno di attivare una spesa complessiva per investimenti di 1,3 miliardi di euro (considerando le opere che saranno co-finanziate dai gestori in tariffa), per una leva di co-finanziamento media nazionale del 30,77%, con tassi maggiori osservabili nelle regioni del Centro Italia (40,5%) e inferiori nel Nord-Est e nel Sud e Isole (24% circa). A livello di area geografica, a fronte di un quadro generale che vede oltre il 40% delle risorse destinate al Sud e alle Isole (nel rispetto del vincolo di destinazione fissato nell'Avviso), la quota restante del finanziamento è ripartita quasi equamente tra Nord-Ovest e Centro (entrambe intorno al 24%) e in misura residuale al Nord-Est (11,3%). Approfondendo l'analisi con un dettaglio regionale, hanno ricevuto una quota maggiore di finanziamento Lombardia e Lazio (oltre il 10% del totale), mentre nel Sud e nelle Isole il finanziamento è distribuito quasi equamente tra le regioni sottostanti (Fig. 5.53).

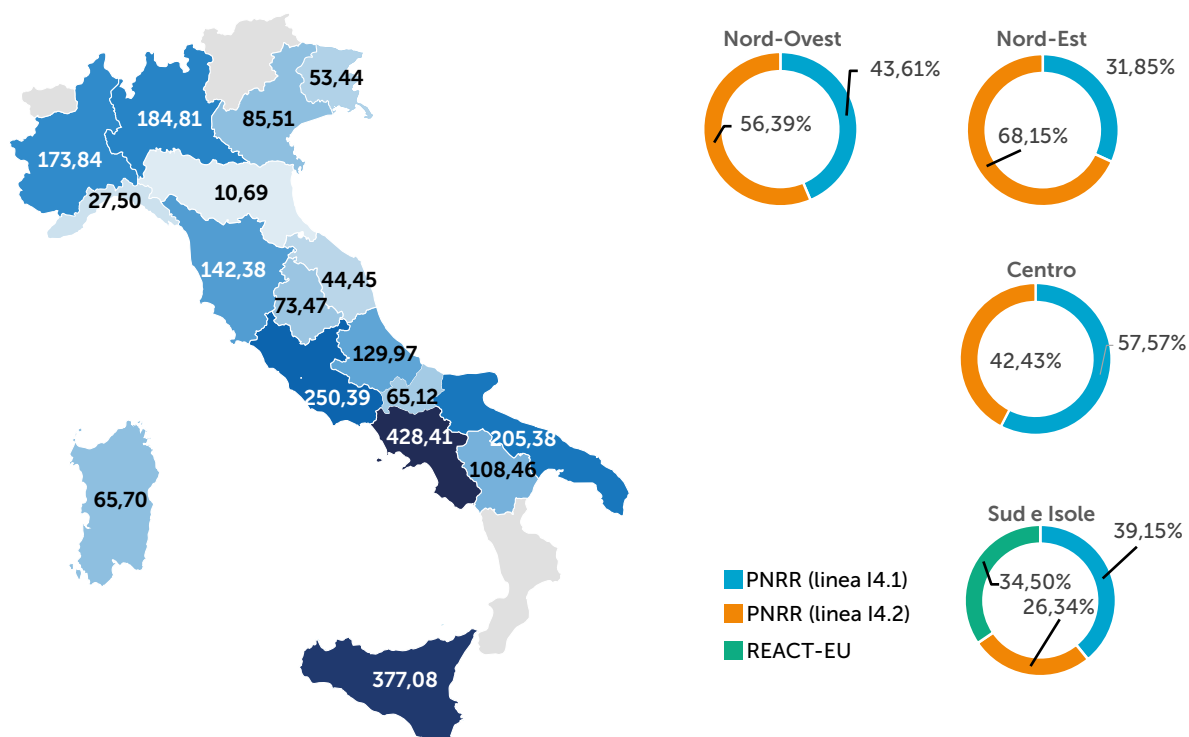
**FIG. 5.53** Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4 – I4.2 per area geografica e regione e leva di co-finanziamento delle proposte (%)



Fonte: ARERA, elaborazione su decreto direttoriale del Ministero dei trasporti 24 marzo 2023, n. 181.

Le risorse assegnate dalla linea M2C4 – I4.2 permettono di fornire un quadro maggiormente avanzato (rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2021*) dei finanziamenti riconducibili al pacchetto di misure del *Next Generation* EU. Nella mappa di cui alla figura 5.54 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 circa 2,5 miliardi complessivi di risorse finora assegnati sono allocati per quasi il 57% nelle Regioni del Sud e delle Isole (che hanno beneficiato anche dei 476 milioni di euro messi a disposizione dal REACT-EU), con punte nelle Regioni Campania e Sicilia. A livello di misure, l'area del Centro Italia ha ricevuto in proporzione maggiori risorse per migliorare la sicurezza delle proprie infrastrutture di approvvigionamento, mentre nelle altre aree geografiche hanno avuto maggiore incidenza i finanziamenti per la riduzione delle perdite e la digitalizzazione (soprattutto nel Nord-Est, con oltre il 68% delle risorse assegnate).

**FIG. 5.54** Piano nazionale di ripresa e resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti (in milioni di euro), con dettaglio delle misure per area geografica (aggiornamento a maggio 2023)



Fonte: elaborazione ARERA sugli atti di finanziamento.

## 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 2014<sup>38</sup>.

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:

<sup>38</sup> Si veda la delibera 28 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, recante "Approvazione del Metodo Tariffario Idrico e delle disposizioni di completamento".

- 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 ( $\theta$ ) 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 ( $\theta$ ), 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 all'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 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 un'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. 5.1), 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. 5.1** Matrice di schemi regolatori per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

		$\frac{VRG^{2018}}{pop + 0,25pop_{fut}} \leq VRG_{PM}$	$\frac{VRG^{2018}}{pop + 0,25pop_{fut}} > VRG_{PM}$	AGGREGAZIONI O VARIAZIONI NEI PROCESSI TECNICI SIGNIFICATIVE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2020}^{2023} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-2}} \leq \omega$	<b>Schema I</b> Limite di prezzo: 5,2%	<b>Schema II</b> Limite di prezzo: 3,7%	<b>Schema III</b> Limite di prezzo: 6,0%
	$\frac{\sum_{2020}^{2023} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-2}} > \omega$	<b>Schema IV</b> Limite di prezzo: 7,7%	<b>Schema V</b> Limite di prezzo: 6,2%	<b>Schema VI</b> 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"<sup>39</sup> di cui all'art. 31 dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr (ossia caratterizzati, in particolare, 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 dal 1° gennaio 2022 i gestori interessati fossero tenuti ad applicare, quale valore massimo, le tariffe risultanti dall'attuazione delle regole contenute nel citato art. 31 dell'MTI-3. Tra le realtà per cui, nel corso del 2022, è stato fatto ricorso a tale fattispecie di regolazione applicabile, se ne rinvencono due 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 (Molise e Calabria).

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 2022 (a partire dal mese di luglio) e nei primi mesi del 2023 sono state condotte dall'Autorità 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 23 maggio 2023, gli atti di determinazione tariffaria adottati dall'Autorità hanno riguardato complessivamente 48 gestioni, interessando 26.890.209 abitanti, distinguendo:

- 47 operatori (per una popolazione servita pari a 26.587.508 abitanti), per i quali è stato approvato lo specifico schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla

<sup>39</sup> 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 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).

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<sup>40</sup>.

Nel loro insieme, i citati provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità interessano il 61% della popolazione del Nord-Ovest, il 52% degli abitanti del Nord-Est, il 50% dei residenti nell'Italia centrale e il 28% della popolazione dell'area Sud e Isole (Tav. 5.2 e Fig. 5.55). A livello nazionale, le determinazioni dell'Autorità riguardano gestioni che erogano il servizio al 46% degli abitanti residenti.

**TAV. 5.2** *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	GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE AGGIORNAMENTO 2022-2023 (N.)	POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE AGGIORNAMENTO 2022-2023 (ABITANTI)
Abruzzo	-	-
Basilicata	-	-
Calabria	-	-
Campania	-	-
Emilia-Romagna	6	1.346.134
Friuli-Venezia Giulia	4	1.026.275
Lazio	1	3.705.295
Liguria	1	824.516
Lombardia	9	6.351.121
Marche	2	510.748
Molise	1	302.701
Piemonte	8	3.138.054
Puglia	1	3.937.919
Sardegna	-	-
Sicilia	3	1.287.742
Toscana	2	616.636
Umbria	3	873.006
Valle d'Aosta	-	-
Veneto	7	2.970.062
<b>ITALIA</b>	<b>48</b>	<b>26.890.209</b>

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

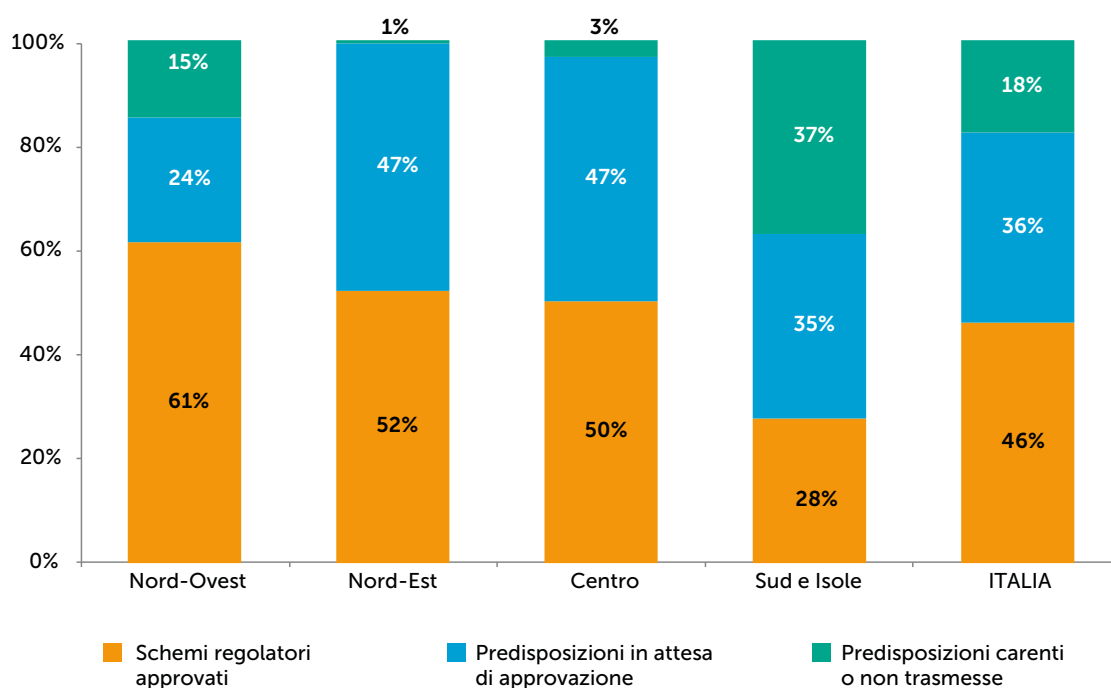
<sup>40</sup> Delibera 7 settembre 2022, 416/2022/R/idr, "Approvazione dello schema regolatorio di convergenza, recante le predisposizioni tariffarie per il periodo 2022-2023, proposto dall'Ente di governo dell'ambito del Molise".



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 oltre il termine del 30 aprile 2022 (prevalentemente, negli ultimi tre mesi del 2022)<sup>41</sup> e per cui sono in corso i necessari approfondimenti sull’aggiornamento dei dati e degli atti ricevuti;
- le realtà per le quali il soggetto competente non ha ancora ottemperato agli obblighi di trasmissione della proposta tariffaria (o ha provveduto alle determinazioni di competenza in modo carente), soprattutto nel Mezzogiorno, a fronte di specifiche complessità nella *governance* di settore. Si tratta di contesti che, nonostante i recenti positivi sviluppi nel riordino degli assetti locali<sup>42</sup>, 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. 5.55** 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 dell’MTI-3, le 47 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 5.56, rilevando (come riportato nella Tav. 5.3) che:

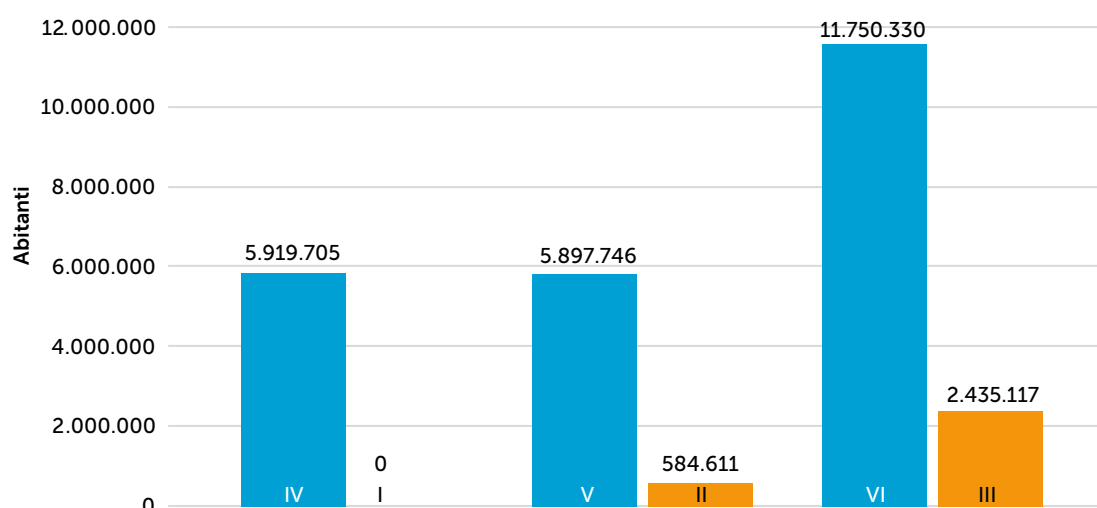
- per 11 gestioni (che erogano il servizio a 3.019.728 abitanti), le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi negli schemi I, II e III della citata matrice di schemi regolatori. Per il menzionato gruppo di operatori è stata approvata una variazione tariffaria media annua del 5,1% nel 2022 e del 4,2% nel 2023;

41 Alla luce del protrarsi dei ritardi nell’adempiere agli obblighi di invio dei dati e delle informazioni rilevanti ai fini dell’aggiornamento tariffario per gli anni 2022 e 2023, con la delibera 27 settembre 2022, 459/2022/R/idr, l’Autorità ha avviato il procedimento per la determinazione d’ufficio delle tariffe, nonché per l’acquisizione di ulteriori elementi conoscitivi relativi ai casi di esclusione dall’aggiornamento tariffario. Negli ultimi mesi del 2022, l’Autorità ha dunque provveduto a inviare comunicazioni di diffida ad adempiere agli obblighi di predisposizione tariffaria per i gestori per i quali non erano ancora stati forniti – in tutto o in parte – gli atti, i dati e le informazioni necessarie.

42 Si veda, in particolare, la sedicesima 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, 34/2023/I/idr.

- per 36 gestioni (che servono 23.567.780 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 5,0% nel 2022 e al 4,9% nel 2023.

**FIG. 5.56** Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

**TAV. 5.3** Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)

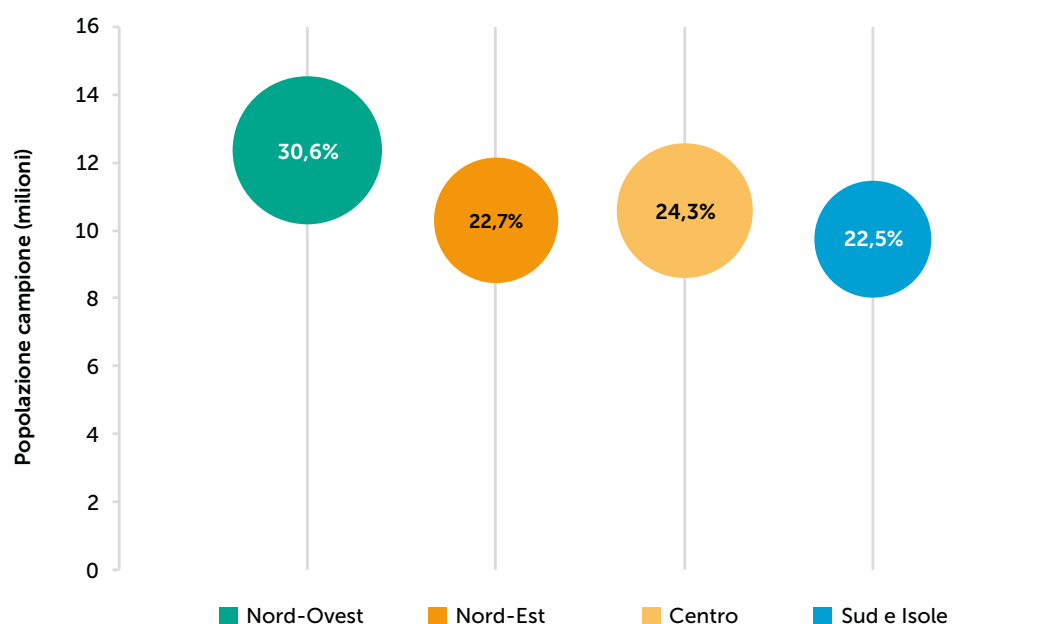
REGIONE	SCHEMI I, II, III				SCHEMI IV, V, VI			
	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA		GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA	
			2022	2023			2022	2023
Emilia-Romagna	3	584.545	2,0%	-2,7%	3	761.589	2,6%	2,7%
Friuli-Venezia Giulia	1	228.590	5,9%	5,9%	3	797.685	4,4%	5,9%
Lazio	0	0	-	-	1	3.705.295	5,7%	5,5%
Liguria	0	0	-	-	1	824.516	6,2%	6,2%
Lombardia	3	1.849.820	6,0%	5,9%	6	4.501.301	5,1%	5,1%
Marche	1	115.225	4,9%	4,9%	1	395.523	6,2%	2,4%
Piemonte	3	241.548	5,0%	4,9%	5	2.896.506	8,1%	7,6%
Puglia	0	0	-	-	1	3.937.919	2,0%	2,0%
Sicilia	0	0	-	-	3	1.287.742	4,6%	5,6%
Toscana	0	0	-	-	2	616.636	3,9%	1,7%
Umbria	0	0	-	-	3	873.006	0,8%	5,0%
Veneto	0	0	-	-	7	2.970.062	6,5%	6,0%
ITALIA	11	3.019.728	5,1%	4,2%	36	23.567.780	5,0%	4,9%

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 118 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 45.964.838 abitanti, distribuiti tra le diverse aree geografiche, come illustrato nella figura 5.57. Il campione include 71 operatori, che servono una popolazione di 19.377.330 abitanti, che – alla data del 23 maggio 2023 – non risultano ancora interessati da provvedimenti dell'Autorità aventi a oggetto l'approvazione degli specifici schemi regolatori e per i quali l'Autorità sta conducendo la relativa fase di istruttoria.

**FIG. 5.57** 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 118 gestioni che servono 45.964.838 abitanti), portano a quantificare, per l'anno 2022, un ammontare complessivo di costi ammessi al riconoscimento tariffario (vincolo ai ricavi del gestore, VRG<sup>a</sup>) pari a circa 7,6 miliardi di euro. Dalla figura 5.58 si evince che:

- il 68,7% dei costi ritenuti ammissibili ai fini tariffari è destinato alla copertura dei costi operativi (inclusi quelli esplicitabili come costi ambientali e della risorsa), distinti tra:
  - costi operativi endogeni – efficientabili –  $Opex_{end}^a$  (32,0%);
  - costi operativi aggiornabili  $Opex_{at}^a$  (23,5%), in sostanziale continuità con i dati illustrati nella precedente edizione della *Relazione Annuale*, nonostante il diffuso ricorso alle misure straordinarie varate dall'Autorità

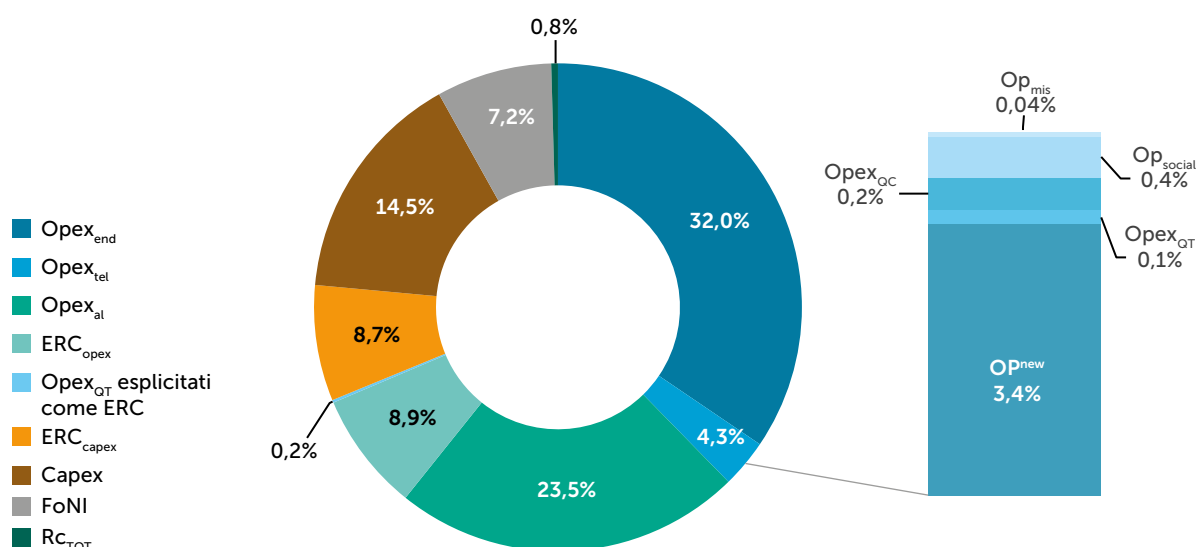
per consentire di anticipare almeno in parte gli effetti del *trend* di crescita del costo dell'energia elettrica, di cui si dirà più diffusamente in seguito<sup>43</sup>;

- costi operativi associati a specifiche finalità  $Opex_{tel}^a$  (4,3%), 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 917/2017/R/idr ( $Opex_{OT}^a$ , per la parte non esplicitata come costi ambientali e della risorsa ERC<sup>a</sup>);
  - ✓ 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/idr<sup>44</sup>;
  - ✓ oneri aggiuntivi per favorire l'implementazione delle misure tese a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e per consentire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura ove ne ricorrano i presupposti, anche alla luce delle nuove disposizioni recate dalla delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr, per l'integrazione della disciplina in materia di misura del servizio idrico integrato ( $OP_{mis}^a$ );
- costi ambientali e della risorsa, per la parte specificatamente riferita ai costi operativi,  $ERC_{Opex}^a$  (8,9%);
- il 23,2% del VRG<sup>a</sup> 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  $Capex^a$  (14,5%) ed  $ERC_{Capex}^a$  (8,7%), cui si aggiunge una quota del 7,2% a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI<sup>a</sup>);
- lo 0,8% del VRG<sup>a</sup> è destinato al recupero (in sede di conguaglio,  $Rc_{TOT}^a$ ) degli scostamenti rispetto ai dati effettivamente registrati con riferimento a talune variabili.

43 I costi operativi aggiornabili ( $Opex_{gi}^a$ ) 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).

44 In particolare, la disposizione prevede che, con riferimento all'utenza domestico-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. 5.58 Composizione del vincolo ai ricavi del gestore (anno 2022)



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 2021*<sup>45</sup>, risulta sostanzialmente stabile l'incidenza dei costi di natura operativa (comprensivi di quelli esplicitati come costi ambientali e della risorsa) rispetto al VRG<sup>a</sup> complessivo (68,7%). Circa la metà di tali oneri è riconducibile a specifiche finalità, precisate in ambito ERC<sup>a</sup>, Opex<sup>a</sup><sub>tel</sub> o Opex<sup>a</sup><sub>al</sub>, 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<sup>a</sup><sub>end</sub>), il cui andamento decrescente è registrato anche con riferimento al 2022 (con un peso del 32,0%, rispetto al 34,5% dell'anno precedente). Tale *trend* 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 ΔOpex (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<sup>a</sup> 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 alle annualità precedenti – una sostanziale stabilità del peso della componente Capex<sup>a</sup>, inclusa la parte esplicitata come ERC<sup>a</sup>, e una minore incidenza della quota del VRG<sup>a</sup> destinata a rappresentare un'anticipazione per il finanziamento dei nuovi investimenti prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI<sup>a</sup>), con un peso in lieve flessione (dal 7,7% del 2021, al 7,2% del 2022), probabilmente anche per effetto della maggiore disponibilità di risorse pubbliche stanziare nell'ambito del *Next Generation* EU.

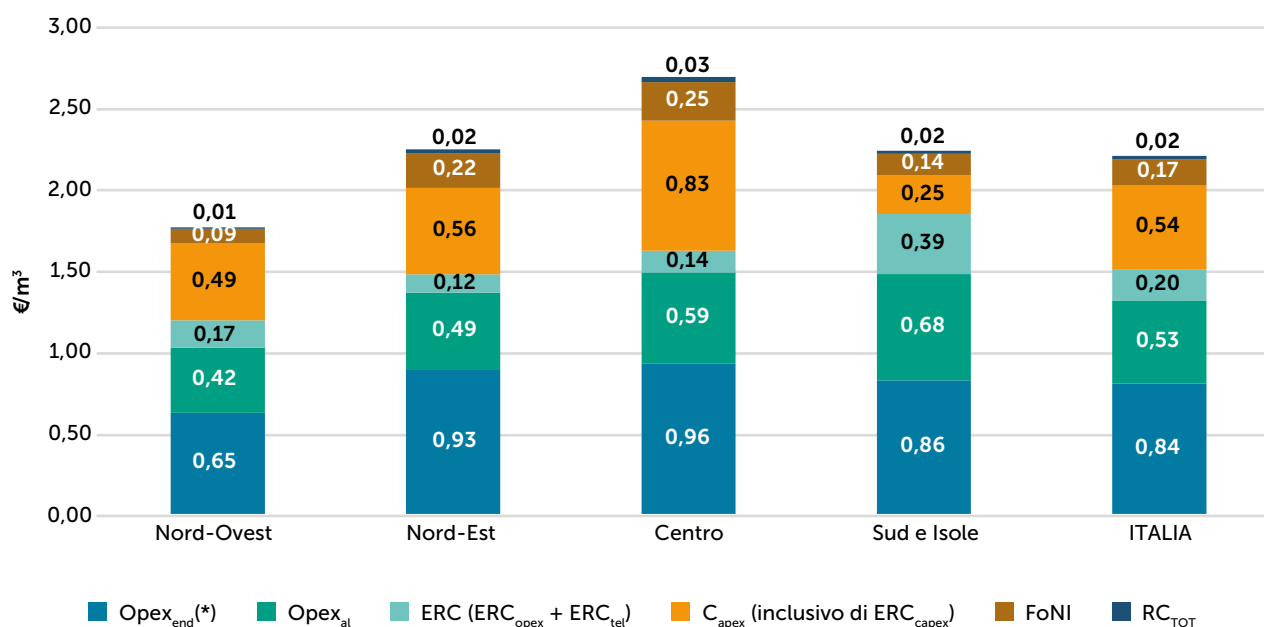
<sup>45</sup> I dati presentati nella *Relazione Annuale 2021* afferiscono a un campione di 99 operatori che servono 44.058.385 abitanti. Per il 2021, il VRG<sup>a</sup> era così composto: per il 34,5% da Opex<sup>a</sup><sub>end</sub>; per il 23,1% da Opex<sup>a</sup><sub>al</sub>; per il 3,2% da costi operativi associati a specifiche finalità Opex<sup>a</sup><sub>tel</sub>; per il 7,9% da ERC<sup>a</sup><sub>opex</sub>; per il 23,1% da costi delle immobilizzazioni (inclusivi di Capex<sup>a</sup> e ERC<sup>a</sup><sub>capex</sub>); per il 7,7% da FoNI<sup>a</sup>; per lo 0,4% da Rc<sup>a</sup><sub>TOT</sub>.

Infine, si rileva la contenuta incidenza della quota relativa alle componenti tariffarie di conguaglio ( $Rc_{TOT}^a$ ), 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.

Come per le passate edizioni, nella presente *Relazione Annuale* sono rappresentati congiuntamente sia la composizione del VRG<sup>a</sup> 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 continuità<sup>46</sup>. In particolare, con riferimento alla composizione del VRG<sup>a</sup> unitario mostrata nella figura 5.59, il minore valore medio del VRG<sup>a</sup> per metro cubo erogato si registra nell'area Nord-Ovest e risulta pari a 1,83 euro/m<sup>3</sup>, mentre nel Centro, cui è ancora associata la maggiore quota di VRG<sup>a</sup> destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni (0,83 euro/m<sup>3</sup>), il valore medio unitario del VRG<sup>a</sup> si attesta a 2,80 euro/m<sup>3</sup>. Con riferimento ai costi operativi, considerando complessivamente gli  $Opex_{end}^a$  e gli  $Opex_{al}^a$ , il valore medio nazionale è pari a 1,37 euro/m<sup>3</sup>, compreso tra il valore medio di 1,07 euro/m<sup>3</sup> nell'area Nord-Ovest e di 1,55 euro/m<sup>3</sup> nell'area Centro.

Risulta pertanto confermata la presenza dei rilevanti, e più volte citati, divari tra i costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario nelle diverse aree del Paese (che spiegano, almeno in parte, l'eterogeneità dei corrispettivi applicati all'utenza). Tali differenze si rinvencono anche tra i valori minimi e i valori massimi registrati nell'ambito della medesima area geografica (Fig. 5.60): a livello nazionale, il VRG<sup>a</sup> per metro cubo di risorsa erogata (in media pari a 2,30 euro/m<sup>3</sup>) varia tra un valore minimo (registrato nell'area Sud e Isole) di 0,93 euro/m<sup>3</sup> e un valore massimo (rilevato nel Centro) di 4,11 euro/m<sup>3</sup>.

**FIG. 5.59** Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2022

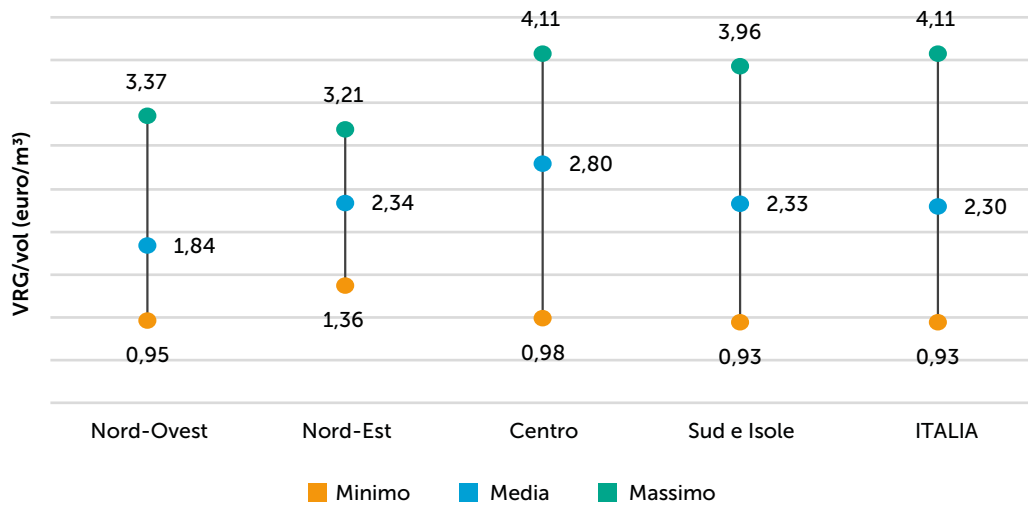


(\*) Include eventuali  $OP^{new}$ ,  $Opex_{QC}$ ,  $Opex_{QTR}$ ,  $OP_{social}$ ,  $OP_{mis}$  e  $OP_{COVID}$

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

46 Nelle analisi svolte sulla composizione del VRG per volumi erogati e sui costi unitari del servizio sono stati espunti un operatore all'ingrosso, tre operatori con dati incompleti e un outlier.

**FIG. 5.60** Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2022



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. 5.4)<sup>47</sup>, che avviene in ragione di un confronto tra il costo operativo effettivo del gestore e il corrispondente costo risultante dall’applicazione del modello statistico elaborato dall’Autorità.

**TAV. 5.4** Matrice dei cluster per la definizione dei  $\gamma_{ij}^{OP}$

		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: $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 74$	$\gamma_{A,A}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{A,B}^{OP} = -1$	$\gamma_{A,C}^{OP} = -1$
	CLASSE B <sub>1</sub> : $74 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 82$	$\gamma_{B1,A}^{OP} = -\frac{7}{8}$	$\gamma_{B1,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B1,C}^{OP} = -1$
	CLASSE B <sub>2</sub> : $82 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 90$	$\gamma_{B2,A}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{B2,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B2,C}^{OP} = -1$
	CLASSE C <sub>1</sub> : $90 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 103$	$\gamma_{C1,A}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C1,B}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{C1,C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
	CLASSE C <sub>2</sub> : $103 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 116$	$\gamma_{C2,A}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C2,B}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C2,C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
	CLASSE C <sub>over</sub> : $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} > 116$	$\gamma_{C_{OVER},A}^{OP} = 0$	$\gamma_{C_{OVER},B}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C_{OVER},C}^{OP} = -\frac{7}{8}$

Fonte: ARERA, allegato A alla delibera 580/2019/R/idr.

47 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.

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.

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 59 gestori, che servono circa il 67% della popolazione del campione. L'ammontare complessivo della decurtazione da applicare alla componente  $Opex_{end}^{2018}$  è risultato, per l'anno 2022, pari a circa 27 milioni di euro e corrispondente a circa l'1,5% della componente tariffaria di riferimento. Tale decurtazione, rispetto al valore del  $\gamma_{ij}^{OP}$ , è riportata nella tavola 5.5. 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'art. 36-bis dell'MTI-3, con la finalità di assicurare un efficace avvio delle iniziative che verranno 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).

**TAV. 5.5** Ammontare della decurtazione degli  $Opex_{end}^{2018}$  distinto per valore dei  $\gamma_{ij}^{OP}$  (anno 2022)

$\gamma_{ij}^{OP}$	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$(1+\gamma_{ij}^{OP}) * \max \{0; \Delta Opex\}$ (euro)	INCIDENZA SU $Opex_{end}^a$
- 9/10	20	9.983.776	5.399.825	1,2%
- 7/8	14	10.754.599	8.898.224	1,4%
- 5/6	8	3.294.581	2.186.547	1,2%
- 3/4	13	5.063.130	9.224.305	2,7%
- 1/2	4	887.531	1.278.201	2,3%
<b>TOTALE</b>	<b>59</b>	<b>29.983.617</b>	<b>26.987.102</b>	<b>1,5%</b>

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  $Opex_{tel}^a$  e in particolare gli  $Opex_{QT}^a$  (Tav. 5.6), gli  $Op_{social}^a$  (Tav. 5.7) e gli  $OP_{mis}^a$  (Tav. 5.8)<sup>48</sup>. Rispetto alle rappresentazioni fornite, si ribadisce che i dati qui proposti 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 47 gestioni, che erogano il servizio a 27.277.756 abitanti – am-

48 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".



montano complessivamente a circa 21,1 milioni di euro per l'anno 2022 (corrispondenti a 0,8 euro/abitante), con una quota prevalente esplicitata come ERC<sup>a</sup> (60,9%), come si evince dalla tavola 5.6, in sostanziale continuità con quanto rappresentato nella precedente edizione della *Relazione Annuale*.

**TAV. 5.6** *Opex<sup>a</sup><sub>QT</sub> per l'anno 2022*

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE	TOTALE Opex <sup>a</sup> <sub>QT</sub> (2022, EURO)		TOTALE Opex <sup>a</sup> <sub>QT</sub> (INCLUSA QUOTA ERC) (2022, EURO PRO CAPITE)
			Opex <sup>a</sup> <sub>QT</sub> (2022, EURO)	Opex <sup>a</sup> <sub>QT</sub> ESPLICITATI COME ERC <sup>a</sup> (2022, EURO)	
Nord-Ovest	12	7.519.847	1.396.361	5.311.851	0,9
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	3	5.538.146	907.076	941.226	0,3
ITALIA	47	27.277.756	8.251.125	12.881.102	0,8

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

La tavola 5.7 è riferita, invece, alla componente tariffaria Op<sup>a</sup><sub>Social</sub> (valorizzata, nell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie del 2022, per 51 gestioni che servono 27.856.856 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 35,5 milioni di euro nel 2022 (corrispondenti a 1,3 euro/abitante).

**TAV. 5.7** *Op<sup>a</sup><sub>Social</sub> in tariffa per l'anno 2022*

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE	TOTAL Op <sup>a</sup> <sub>Social</sub> (2022, EURO)		TOTALE Op <sup>a</sup> <sub>Social</sub> (2022, EURO PRO CAPITE)
			Op <sup>a</sup> <sub>Social</sub> PER BONUS IDRICO INTEGRATIVO (2022, EURO)	Op <sup>a</sup> <sub>Social</sub> PER LIMITAZIONI EX COMMA 7.3, LETT. A), REMSI (2022, EURO)	
Nord-Ovest	13	8.512.350	7.538.799	1.735.100	1,1
Nord-Est	20	6.418.551	6.293.000	0	1,0
Centro	15	9.702.969	9.944.439	146.634	1,0
Sud e Isole	3	3.222.986	9.845.131	0	3,1
ITALIA	51	27.856.856	33.621.368	1.881.734	1,3

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Infine (Tav. 5.8), per un numero più contenuto di gestori è stato fatto ricorso alla facoltà di valorizzare gli oneri (Op<sup>a</sup><sub>mis</sub>) 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. Rispetto al totale delle 118 gestioni considerate nel campione, gli oneri in parola sono stati quantificati in 21 proposte tariffarie, con un ammontare complessivo riconosciuto nella tariffa del 2022 di circa 3,1 milioni di euro (circa 0,3 euro per abitante servito).

**TAV. 5.8** *OP<sub>mis</sub><sup>a</sup> in tariffa per l'anno 2022*

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	OP <sub>mis</sub> <sup>a</sup> (2022, EURO)	OP <sub>mis</sub> <sup>a</sup> (2022, EURO PRO CAPITE)
Nord-Ovest	8	5.149.351	986.108	0,2
Nord-Est	4	1.602.365	211.691	0,1
Centro	8	2.545.875	1.087.562	0,4
Sud e Isole	1	1.382.326	851.680	0,6
ITALIA	21	10.679.917	3.137.041	0,3

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 (per 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 multisettorialità, che rispondono ai citati obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale (definite come "Attività b<sub>2</sub>"); 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 5.9 e 5.10.

Nello specifico, per quanto concerne le "Attività b<sub>2</sub>", si evidenzia una sostanziale prevalenza della voce relativa alla riduzione dell'utilizzo della plastica, in particolare nell'area Centro. Dalle predisposizioni tariffarie relative al 2022 emerge che, complessivamente, la misura ha riguardato 32 gestioni del campione (che servono una popolazione pari a 16.458.756 abitanti), rendicontando almeno una voce di costo o di ricavo (di entità significativa) afferente alle "Attività b<sub>2</sub>".

**TAV. 5.9** Costi e ricavi delle "Attività b<sub>2</sub>" valorizzati in tariffa 2022

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	RIDUZIONE UTILIZZO PLASTICA		RECUPERO ENERGIA E MATERIE PRIME		RIUSO ACQUA TRATTATA	
			COSTI 2022 (EURO)	RICAVI 2022 (EURO)	COSTI 2022 (EURO)	RICAVI 2022 (EURO)	COSTI 2022 (EURO)	RICAVI 2022 (EURO)
Nord-Ovest	11	7.493.151	1.303.977	450.765	1.231.916	424.207	20.063	20.063
Nord-Est	10	3.126.489	521.594	577.397	171.146	61.055	6.251	12.501
Centro	10	4.326.754	3.529.180	711.655	0	7.280	8.640	1.148.910
Sud e Isole	1	1.512.363	0	0	2.806	30.689	23.725	23.661
ITALIA	32	16.458.756	5.354.750	1.739.817	1.405.868	523.231	58.679	1.205.135

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 5.10 si rileva che la misura ha riguardato 65 gestori (che servono 20.691.531 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 l'1,48% rispetto ai costi di energia elettrica ammessi a riconoscimento tariffario. In aggregato il valore dei risparmi conseguiti è di circa 5,2 milioni di euro, corrispondenti a circa 0,25 euro per abitante servito.

**TAV. 5.10** Ripartizione del  $\Delta^a_{\text{Risparmio}}$  per area geografica, anno 2022

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$\Delta^a_{\text{Risparmio}}$ 2022 (EURO)	INCIDENZA MEDIA $\Delta^a_{\text{Risparmio}}$ su CO <sub>EE</sub> <sup>a</sup>
Nord-Ovest	20	5.266.385	1.389.231	1,68%
Nord-Est	28	7.257.179	1.797.272	1,62%
Centro	14	4.974.631	1.298.236	1,38%
Sud e Isole	3	3.193.336	684.349	0,98%
TOTALE	65	20.691.531	5.169.088	1,48%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Sebbene si rilevi un più diffuso impiego delle misure sopra rappresentate rispetto alle precedenti annualità, si ritiene che in futuro, anche grazie agli interventi finanziati nell'ambito del PNRR e a un rafforzamento di detti strumenti nell'ambito della declinazione delle nuove regole tariffarie per il quarto periodo regolatorio, le potenzialità degli stessi potranno essere più efficacemente espresse nell'ottica di economia circolare nel settore e di sostenibilità ambientale del comparto.

## Taluni elementi di novità introdotti per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie

### Strumenti per la mitigazione degli effetti connessi all'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 fare fronte a detta situazione emergenziale, già con la delibera 639/2021/R/idr l'Auto-

rità – ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi – ha previsto una componente tariffaria aggiuntiva di natura previsionale ( $Op_{EE}^{exp.a}$ ), da inserire 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 (104 su un totale di 118, Tav. 5.11) è stato fatto ricorso alla valorizzazione della citata componente di natura prospettica (per un importo complessivo, riferito al 2022, di circa 166,8 milioni di euro), quantificandola – in media – per un valore pari al 22% del costo di energia elettrica  $CO_{EE}^a$  di cui al comma 20.1 dell'MTI-3 (dato medio prossimo, dunque, al valore massimo ammissibile, posto pari al 25%). L'importo *pro capite* per il 2022 è stimabile in circa 4,3 euro per abitante servito.

**TAV. 5.11**  $Op_{EE}^{exp.a}$  in tariffa per l'anno 2022

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$Op_{EE}^{exp.a}$ (2022, EURO)	$Op_{EE}^{exp.a}$ (2022, % $CO_{EE}^a$ )
Nord-Ovest	37	14.185.212	53.388.930	22%
Nord-Est	31	9.033.447	28.802.869	20%
Centro	22	5.513.274	29.954.995	22%
Sud e Isole	14	10.419.128	54.621.818	25%
ITALIA	104	39.151.061	166.768.612	22%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Inoltre, nel corso del 2022, per molti gestori è stata colta dai relativi soggetti competenti anche la possibilità di fare ricorso agli ulteriori strumenti straordinari di sostegno economico e finanziario in relazione al costo dell'energia, introdotti dall'Autorità con delibera 229/2022/R/idr. Si fa, nello specifico, riferimento alla facoltà di presentare motivata istanza:

- alla Cassa per i servizi energetici e ambientali, informandone l'Autorità, per l'attivazione di forme di anticipazione finanziaria (di cui al comma 1.1, lett. b), della delibera 229/2022/R/idr connesse al reperimento di risorse per fare fronte a parte delle spese sostenute per l'acquisto di energia elettrica, secondo le modalità disciplinate dalla medesima delibera 229/2022/R/idr e dalla successiva delibera 495/2022/R/idr<sup>49</sup>;
- 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 riferibile al recupero di costi di energia elettrica (afferenti al 2021) è stata quantificata per 8 operatori (che servono 2.357.893 abitanti) in circa 2,4 euro per abitante servito.

<sup>49</sup> Sono state ritenute ammissibili le istanze presentate per 51 gestioni, le quali hanno beneficiato di anticipazioni finanziarie, da parte della Cassa per i servizi energetici e ambientali, complessivamente pari a 142.077.722 euro.

## Strumenti per la gestione dell'emergenza da Covid-19

In considerazione del protrarsi degli effetti dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, l'Autorità, con la citata delibera 639/2021/R/idr, ha previsto che nell'ambito della quantificazione della voce  $Rc_{ALTR0}^a$  si potessero considerare anche gli oneri aggiuntivi, ovvero i minori costi operativi, conseguenti alle iniziative adottate nel 2021 per il contrasto alla diffusione del virus, secondo le medesime modalità e nel rispetto dei limiti previsti al comma 18.12 dell'MTI-3. Con riguardo alle sole proposte tariffarie di aggiornamento biennale approvate dall'Autorità, la quota di conguaglio per eventi eccezionali riferibile al recupero di costi conseguenti alle azioni di contrasto della pandemia (messe in atto nel 2021) risulta valorizzata per 12 gestioni (che servono 12.705.919 abitanti) per un ammontare pari a circa 0,3 euro per abitante.

### 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 conguaglio aggiuntiva,  $RC_{ARC}$ , per ciascuno degli anni  $a = \{2022, 2023\}$  eventualmente provvedendo:

- 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 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;
- 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  $CCN^m$ ) 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 dall'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;
- 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);
- al recupero della differenza tra l'importo che, ai sensi della delibera 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.

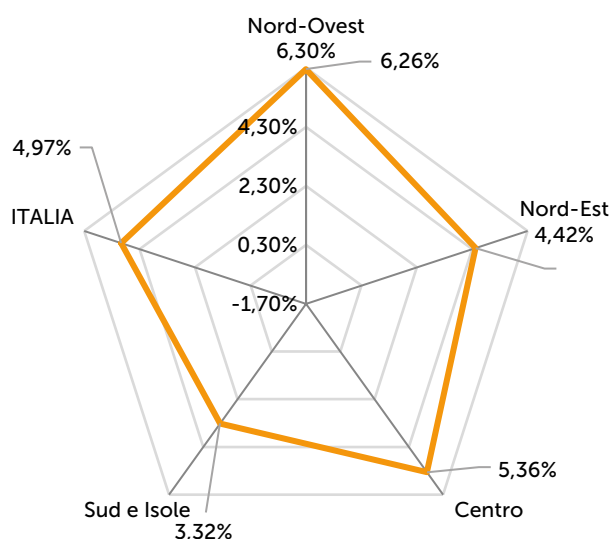
Le predisposizioni tariffarie contenenti la quantificazione dei recuperi sopra menzionati sono relative a 39 gestioni, che servono circa 22,4 milioni di abitanti, corrispondenti a circa 0,9 euro per abitante servito.

## Variazioni tariffarie e investimenti

Relativamente al campione di riferimento di 118 gestori che servono 45.964.838 abitanti (dei quali 71 operatori – che servono una popolazione di 19.377.330 abitanti – non risultano ancora interessati da provvedimenti dell’Autorità aventi a oggetto l’approvazione degli specifici schemi regolatori), si rileva che, a livello nazionale, la variazione media dei corrispettivi applicati all’utenza nel 2022, rispetto all’anno precedente, risulta pari al 4,97%, variazione media annuale più marcata di quella registrata nelle precedenti annualità (che erano state caratterizzate da un graduale contenimento nel tempo degli incrementi tariffari)<sup>50</sup>.

Le variazioni rilevate nelle diverse aree del Paese mostrano una certa eterogeneità: si segnala, infatti, una variazione delle tariffe pari a +3,32% nell’area Sud e Isole, a +4,42% nel Nord-Est, a +5,36% nel Centro, e a +6,26% nel Nord-Ovest (Fig. 5.61).

**FIG. 5.61** Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all’utenza nel 2022

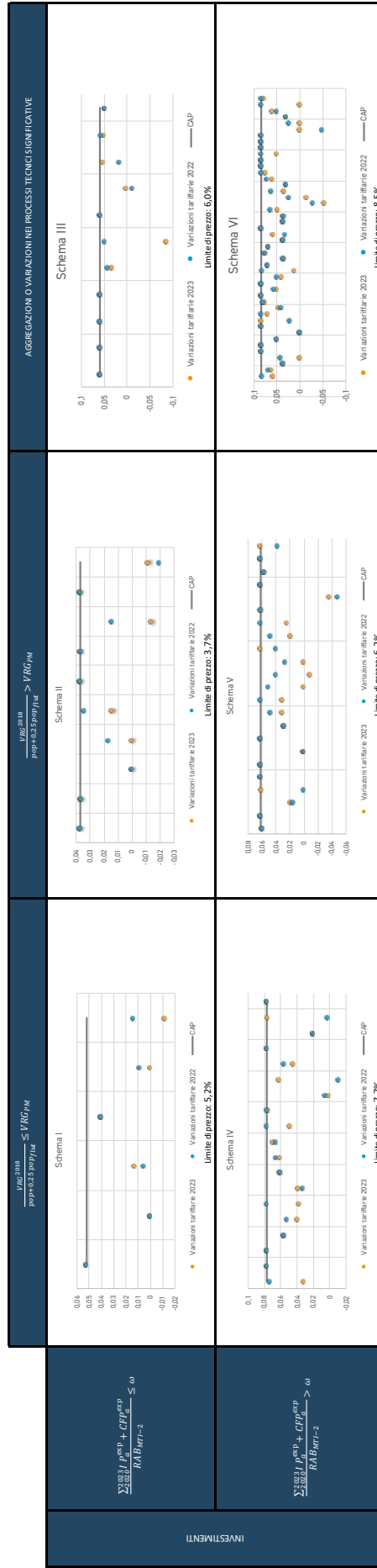


Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come mostrato dalla figura 5.62, 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).

<sup>50</sup> I dati presentati nella *Relazione Annuale 2021* afferiscono a un campione di 99 operatori che servono 44.058.385 abitanti. Per il 2021, a livello nazionale, la variazione media dei corrispettivi applicati all’utenza, rispetto all’anno precedente, risultava pari al 2,79%.

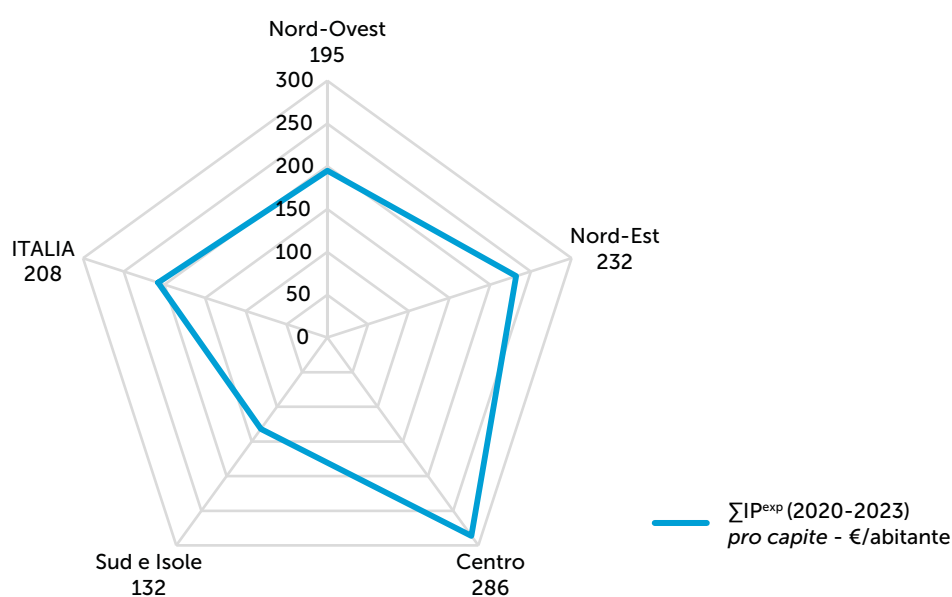
**FIG. 5.62** Distribuzione delle variazioni tariffarie (anni 2022 e 2023) nell'ambito della matrice di schemi regolatori



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 un campione composto da 135 gestioni che servono 48.851.824 abitanti (ricomprendendo anche i maggiori fornitori all'ingrosso e i dati rinvenibili nelle istanze di aggiornamento tariffario presentate dagli operatori, non ancora validate e approvate dai pertinenti Enti di governo dell'ambito), 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 286 euro/abitante nel Centro, a 232 euro/abitante nel Nord-Est e a 195 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. 5.63).

**FIG. 5.63** 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

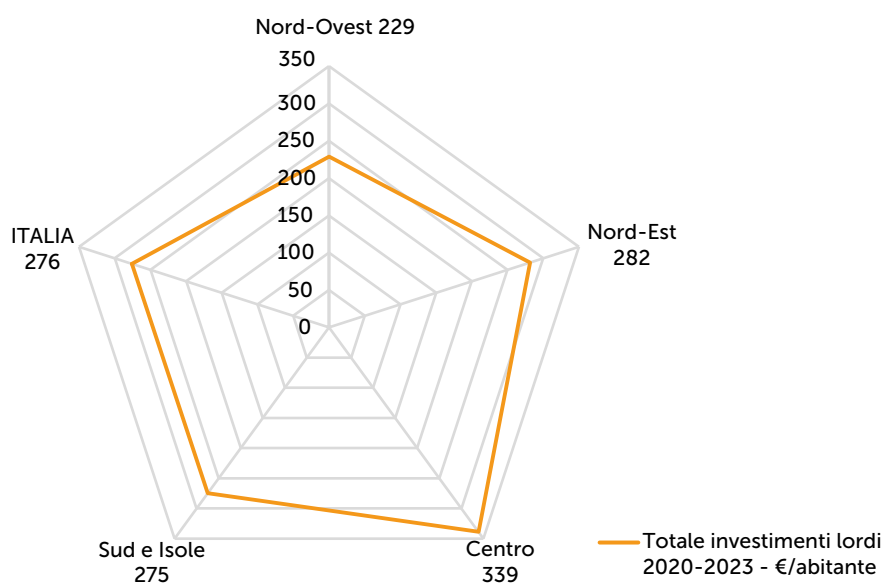


Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento al medesimo campione di 135 gestioni, 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 276 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 339 euro/abitante per il quadriennio 2020-2023 (Fig. 5.64). Questo risultato (con un valore degli investimenti *pro capite* previsti per il quadriennio superiore di circa 13 euro/abitante rispetto ai dati mostrati nella precedente *Relazione Annuale*) 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.



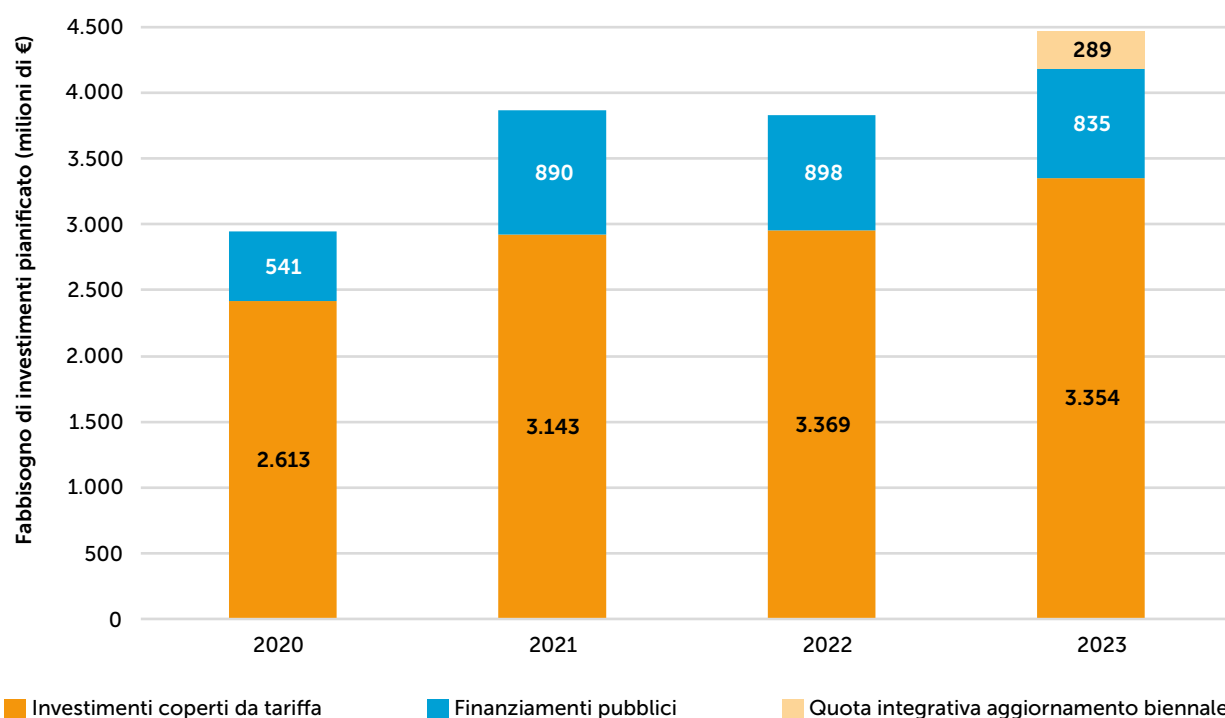
**FIG. 5.64** Investimenti pro capite (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023 nell'ambito dell'aggiornamento tariffario 2022-2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Alla luce delle citate previsioni in ordine alla disponibilità di fondi pubblici, la spesa per investimenti relativa al menzionato campione di 135 gestioni, in termini assoluti, ammonta complessivamente a 13,5 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 4,5 miliardi di euro nel 2023. L'aumento delle previsioni di spesa riferite all'ultimo anno 2023 – rispetto alla programmazione elaborata in sede di prima approvazione tariffaria ai sensi dell'MTI-3 – sembra potersi ricondurre, in parte, alle riferite politiche di sostegno agli investimenti infrastrutturali del comparto di cui al PNRR e al REACT EU e, in parte, anche all'aumento del costo delle materie prime che ci si attende di sostenere alla luce delle più recenti dinamiche registrate.

La figura 5.65 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 2021*) con la quota aggiuntiva di investimenti risultante dall'aggiornamento della pianificazione riferita al 2023 per il menzionato campione di 135 operatori (che serve una popolazione servita di circa 49 milioni di abitanti), anche considerando che per gli 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 decreto legge n. 115/2022.

**FIG. 5.65** 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. Il tasso di realizzazione<sup>51</sup> è infatti risultato (considerando complessivamente gli investimenti nel biennio 2020-2021) pari a circa il 104%, con un valore più contenuto per i gestori operanti nell'area Sud e Isole (Tav. 5.12).

51 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 CFPT);
- 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 ( $\Delta LIC$ ).

**TAV. 5.12** Ripartizione per area geografica dei tassi di realizzazione degli investimenti previsti per il biennio 2020-2021

AREA GEOGRAFICA	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL BIENNIO 2020-2021	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL 2020	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL 2021
Nord-Ovest	105%	112%	99%
Nord-Est	105%	117%	95%
Centro	110%	124%	98%
Sud e Isole	95%	123%	78%
ITALIA	105%	119%	94%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Si ritiene opportuno evidenziare che parte della spesa sostenuta è stata destinata al completamento delle opere classificate come "lavori in corso". Inoltre, dall'analisi dei dati del campione in esame si conferma una generale tendenza all'effettivo investimento della spesa prevista in sede di pianificazione (pur con una certa variabilità dei tassi di realizzazione fra le gestioni del *panel*). Per 66 operatori si riscontra una spesa complessiva, nelle annualità prese in considerazione, pari o superiore al 100% del fabbisogno pianificato. Tale risultato, se da un lato può essere in parte condizionato dall'effetto dell'aumento dei costi delle materie prime, che hanno reso più onerosi gli interventi realizzati rispetto a quanto pianificato, dall'altro dimostra la resilienza del settore nel corso della fase emergenziale dovuta al Covid-19.

Per le restanti gestioni del campione sembrano permanere talune criticità in ordine all'esecuzione degli interventi e si registrano livelli dei tassi di realizzazione medi per le annualità 2020-2021 pari all'81,5% della spesa prevista.

## 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 di ciascuna utenza.

Le analisi che seguono derivano pertanto dalle elaborazioni condotte sulle strutture dei corrispettivi pubblicate sui siti internet dei gestori e adottate, per l'annualità 2022, secondo le previsioni di cui al citato comma 3.4, lett. b), del TICSÌ, riguardando un campione di 63 operatori<sup>52</sup> che operano in 49 ATO/sub-ambiti e che servono circa 34 milioni di abitanti (Tav. 5.13).

**TAV. 5.13** Campione di riferimento (numero di bacini tariffari, abitanti e numero di gestioni)

AREA GEOGRAFICA	ATO/SUB-ATO (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTIONI (N.)
Nord-Ovest	12	8.606.957	19
Nord-Est	15	7.769.325	21
Centro	14	8.054.999	14
Sud e Isole	8	10.005.529	9
ITALIA	49	34.436.810	63

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Per ciascuna delle gestioni del campione è stata analizzata la struttura dei corrispettivi *pro capite* associata all'utenza domestico residente, prendendo a riferimento un'utenza tipo di 3 componenti. In particolare, la tavola 5.14 mostra la struttura media, ottenuta attraverso una media ponderata per la popolazione dei limiti superiori di ciascuno scaglione.

**TAV. 5.14** Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestico residente: scaglioni di consumo, anno 2022 (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 <sup>3</sup> )	0	77	153	236	277
Max scaglione (m <sup>3</sup> )	76	152	235	276	-
Popolazione residente (abitanti)	34.436.810	34.436.810	32.590.974	24.672.974	23.298.392

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

In particolare, la tavola 5.14 mostra che la fascia di consumo a cui è associata una tariffa agevolata risulta più ampia di quella definita 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 indicata dall'Autorità e fissata pari a 54,75 m<sup>3</sup>/anno (tenuto conto del quantitativo minimo vitale – di 50 litri/abitante/giorno, ossia 18,25 m<sup>3</sup>/anno – per un'utenza domestica residente tipo composta da 3 persone).

Dall'analisi della tariffa media applicata al servizio di acquedotto, riportata nella tavola 5.15, si rileva un valore della tariffa agevolata in media pari a 0,58 euro/m<sup>3</sup>, 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).

<sup>52</sup> Si consideri che per 33 gestioni del campione (che erogano il servizio a circa 12,7 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.

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 TICSI di cui al comma 5.3 che ne impone il limite nel rapporto di 1:6.

**TAV. 5.15** *Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestico residente: tariffe unitarie, anno 2022*

	TARIFFA AGEVOLATA	TARIFFA BASE	TARIFFA DI I ECCEDENZIA	TARIFFA DI II ECCEDENZIA	TARIFFA DI III ECCEDENZIA
Media ponderata della popolazione (euro/m <sup>3</sup> )	0,580	0,964	1,505	2,066	2,780
Max (euro/m <sup>3</sup> )	1,267	1,852	4,638	4,504	6,755
Min (euro/m <sup>3</sup> )	0,124	0,156	0,320	0,540	0,587
Popolazione residente (abitanti)	34.436.810	34.436.810	32.590.974	24.672.974	23.298.392

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento ai corrispettivi variabili per i servizi di fognatura e depurazione, si rileva la presenza di tariffe *flat* al variare del consumo, in ossequio al comma 6.2 del TICSI, i cui valori di riferimento (pari, in media, a 0,263 euro/m<sup>3</sup> per la fognatura e a 0,635 euro/m<sup>3</sup> per la depurazione) sono riportati nella tavola 5.16.

Per quanto attiene alla quota fissa, i cui valori di riferimento sono riportati nella tavola 5.17, si riscontra un valore medio del corrispettivo fisso per il servizio idrico integrato pari a 34,2 euro/anno, di cui 18,9 euro/anno per il servizio di acquedotto, 5,0 euro/anno per il servizio di fognatura e 10,3 euro/anno per il servizio di depurazione, con un'elevata variabilità tra i valori minimi e i valori massimi.

**TAV. 5.16** *Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestico residente: tariffe unitarie, anno 2022*

	QUOTA VARIABILE FOGNATURA	QUOTA VARIABILE DEPURAZIONE
Media ponderata della popolazione (euro/m <sup>3</sup> )	0,263	0,635
Max (euro/m <sup>3</sup> )	0,749	1,202
Min (euro/m <sup>3</sup> )	0,136	0,136
Popolazione residente (abitanti)	34.436.810	

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

**TAV. 5.17** *Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestico residente, anno 2022*

	QUOTA FISSA ACQUEDOTTO	QUOTA FISSA FOGNATURA	QUOTA FISSA DEPURAZIONE	QUOTA FISSA SII
Media ponderata della popolazione (euro/m <sup>3</sup> )	18,9	5,0	10,3	34,2
Max (euro/m <sup>3</sup> )	51,8	20,6	29,6	96,1
Min (euro/m <sup>3</sup> )	2,1	0,6	0,6	5,8
Popolazione residente (abitanti)	34.436.810			

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

## Spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato per l'anno 2022

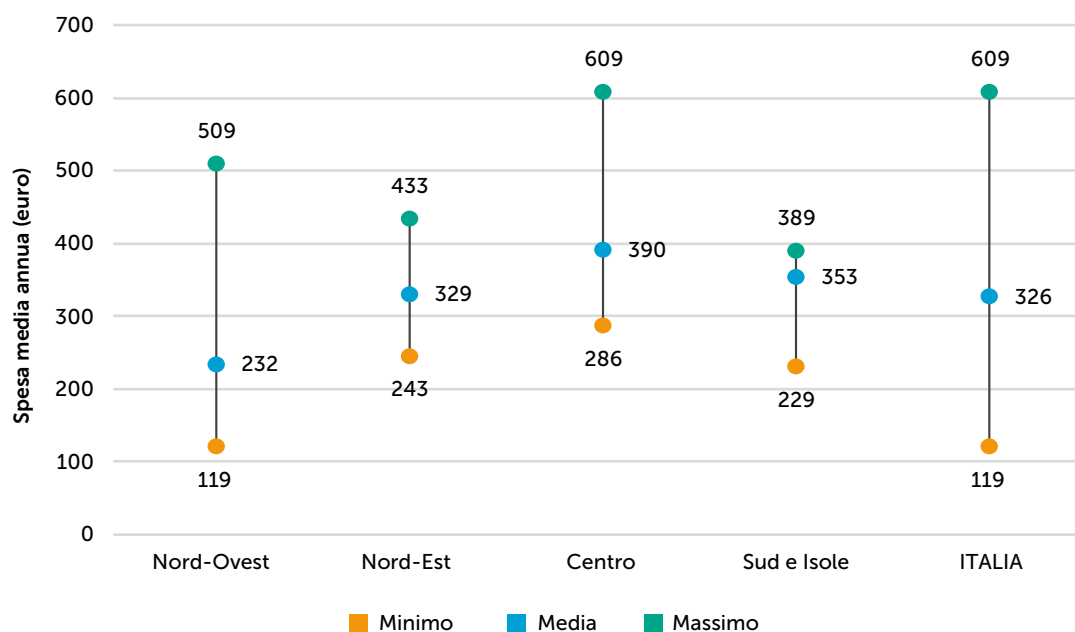
Come riportato nella tavola 5.18, considerando le gestioni del campione di riferimento, la spesa media sostenuta nel 2022 da un'utenza domestica residente tipo (famiglia di 3 persone, con consumo annuo pari a 150 m<sup>3</sup>), comprensiva di IVA al 10%, risulta a livello nazionale pari a 326 euro/anno (2,17 euro per metro cubo consumato), con un valore medio più contenuto nel Nord-Ovest (232 euro/anno) e più elevato al Centro (pari a 390 euro/anno). Come più volte rilevato, anche i dati relativi al 2022 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. 5.18** Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2022 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m<sup>3</sup>; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m<sup>3</sup>)

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (euro/anno)	SPESA UNITARIA (euro/ m <sup>3</sup> )
Nord-Ovest	Media ponderata per la popolazione	231,9	1,55
	Max	509,5	3,40
	Min	118,5	0,79
Nord-Est	Media ponderata per la popolazione	328,9	2,19
	Max	433,5	2,89
	Min	243,2	1,62
Centro	Media ponderata per la popolazione	390,4	2,60
	Max	608,9	4,06
	Min	285,8	1,91
Sud e Isole	Media ponderata per la popolazione	352,5	2,35
	Max	389,2	2,59
	Min	229,0	1,53
ITALIA	Media ponderata per la popolazione	325,9	2,17
	Max	608,9	4,06
	Min	118,5	0,79

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come rappresentato anche nella figura 5.66, 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 m<sup>3</sup>/anno è chiamata a sostenere un esborso annuale per il servizio idrico pari, in media, a 232 euro/anno, valore compreso tra un minimo di 119 euro/anno e un massimo di 509 euro/anno.

**FIG. 5.66** Variabilità della spesa media annua nel 2022 (in euro per consumi annuali di 150 m<sup>3</sup>)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 m<sup>3</sup> (Tav. 5.19), si osserva come il 39,2% circa della spesa sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 127,7 euro/anno.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta, rispettivamente, a 39,4 euro/anno (12,1% del totale) e a 95,3 euro/anno (29,2%).

**TAV. 5.19** Componenti della spesa media nel 2022 (spesa in euro/anno)

SPESA	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA
Spesa per consumi di 150 m <sup>3</sup> (euro/anno)	127,7	39,4	95,3	33,9	29,6
Incidenza sulla spesa totale	39,2%	12,1%	29,2%	10,4%	9,1%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

## Qualità contrattuale

Nel mese di maggio 2023 si è chiusa la settima edizione della raccolta dati "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato"<sup>53</sup>, finalizzata a permettere all'Autorità, nell'ambito delle proprie funzioni di regolazione e controllo, di acquisire informazioni in merito alle prestazioni rese dai gestori del servizio idrico integrato (SII) nel corso del 2022 e di monitorare l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza in seguito all'introduzione de-

53 La raccolta dati viene effettuata anche al fine di sistematizzare le informazioni che i gestori del servizio idrico integrato (di seguito anche SII) sono tenuti a trasmettere in ottemperanza agli obblighi di comunicazione previsti dalla delibera 655/2015/R/idr.

gli standard minimi, omogenei sul territorio nazionale, avvenuta con la delibera 23 dicembre 2015, 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 di premi e penalità introdotto con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr.

Come per le precedenti edizioni, la raccolta dati è stata rivolta a tutti i gestori del servizio idrico integrato, nonché agli Enti di governo dell'ambito (di seguito anche EGA), chiamati a validare le informazioni dichiarate dai gestori operanti nei territori di competenza al fine di verificarne la correttezza, la coerenza e la congruità e segnalare eventuali necessità di modifica o integrazione.

Con la presente *Relazione Annuale* viene fornita un'illustrazione in forma aggregata dei risultati comunicati dai gestori relativamente all'annualità 2022, rinviando a un secondo momento la diffusione puntuale dei dati afferenti alle singole gestioni, che verranno pubblicati sul sito internet dell'Autorità al fine di rafforzare la consapevolezza dei consumatori circa le caratteristiche dei servizi offerti dagli operatori, in attuazione di quanto previsto dal comma 77.7 dell'RQSII.

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 state raggruppate sulla base delle prestazioni rese all'utenza per tipologia d'uso<sup>54</sup>.

L'analisi esposta nei successivi sottoparagrafi è stata effettuata su un *panel* composto da 262 gestioni, che copre circa l'87,5% della popolazione residente italiana (51,5 milioni di abitanti). Nella figura 5.67 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* 2022 tra le diverse aree geografiche: il 50,6% della popolazione servita dalle gestioni rispondenti alla raccolta dati è residente nelle regioni del Nord, il 21,9% nelle regioni del Centro, il 18,8% nelle regioni del Sud e l'8,7% nelle Isole. Tale distribuzione risulta sostanzialmente in linea con quella del campione di riferimento dell'anno 2021<sup>55</sup>, per la cui descrizione si rimanda alla *Relazione Annuale* 2021.

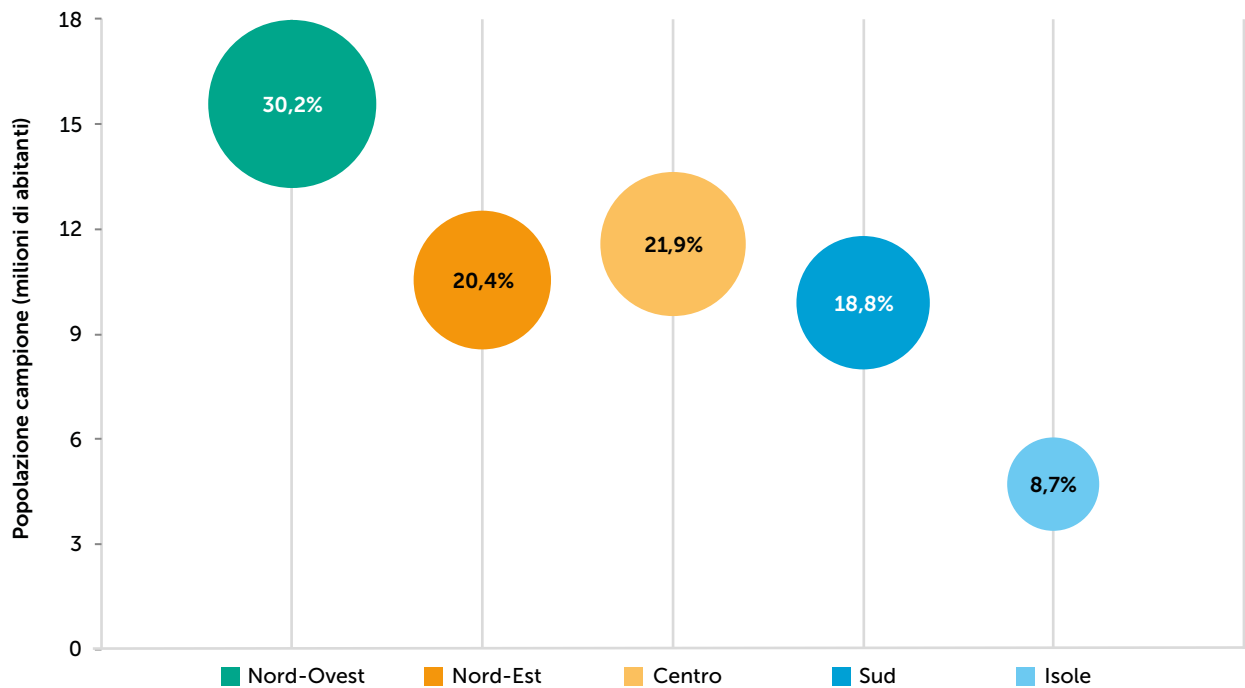
54 Si sottolinea che, sulla base di quanto disposto con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, a partire dal 2020, le prestazioni di qualità contrattuale sono registrate con riferimento alle sotto-tipologie d'uso previste dal TICSII (allegato A alla delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr), e sono poi comunicate all'Autorità secondo le tipologie d'uso previste dal medesimo TICSII, ossia:

- uso domestico (art. 2 TICSII);
- uso diverso dal domestico (art. 8 TICSII).

55 Complessivamente ha risposto alla raccolta dati relativa al 2021 un insieme di 272 gestioni, che erogano il servizio a circa l'86,5% della popolazione residente italiana.



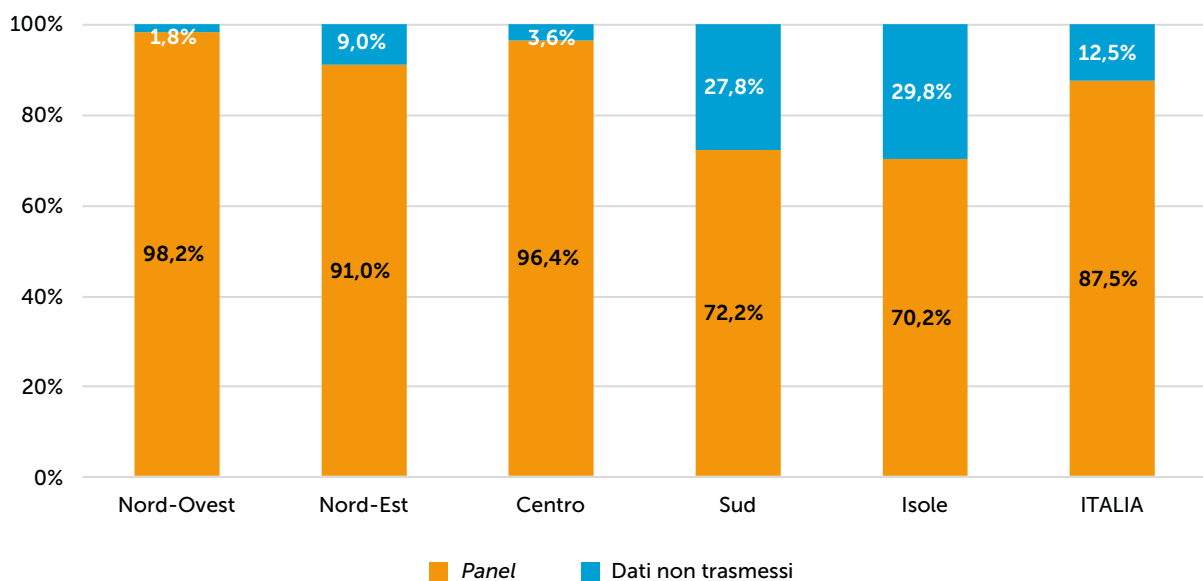
**FIG. 5.67** Ripartizione del panel 2022 per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Confrontando la distribuzione geografica della popolazione servita dal *panel* con la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.68), si evince che le aree maggiormente rappresentate sono il Nord-Ovest, con una copertura del 98,2%, e il Centro, con una copertura pari al 96,4%, seguite dal Nord-Est, con una copertura del 91,0%. Risultano meno rappresentate, in linea con le precedenti edizioni della raccolta dati, le aree del Sud e delle Isole, che superano di poco la soglia del 70%; si conferma, quindi, l'incidenza delle differenti caratteristiche gestionali e operative che contraddistinguono la struttura organizzativa delle gestioni operanti al Sud e nelle Isole.

**FIG. 5.68** Popolazione servita dal panel 2022 per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

L'analisi dei livelli di qualità garantiti all'utenza, illustrata nei sottoparagrafi che seguono, è basata sulla verifica del rispetto degli standard specifici e generali introdotti dall'Autorità (29 standard specifici e 14 standard generali), aggregando, laddove non diversamente specificato, i dati riferiti a tutte le tipologie d'uso e mettendo a confronto i risultati del 2022 con quelli dell'anno precedente, già descritti nella *Relazione Annuale 2021*<sup>56</sup>. Viene, altresì, esaminata la diffusione di eventuali standard migliorativi e/o aggiuntivi approvati dall'Ente di governo dell'ambito territorialmente competente.

Un *focus* specifico viene, poi, dedicato ai macro-indicatori di qualità contrattuale cui è associato il meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, riportando un confronto tra il 2022 e il 2018, che costituisce il livello di partenza sulla base del quale sono stati individuati i primi obiettivi da raggiungere<sup>57</sup>. In ultimo viene analizzato l'impatto in tariffa, in termini di oneri aggiuntivi, derivante dall'adeguamento agli standard di qualità contrattuale del SII fissati dall'Autorità, anche con riferimento agli obiettivi di miglioramento riferiti ai citati macro-indicatori.

## Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2022

### 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.

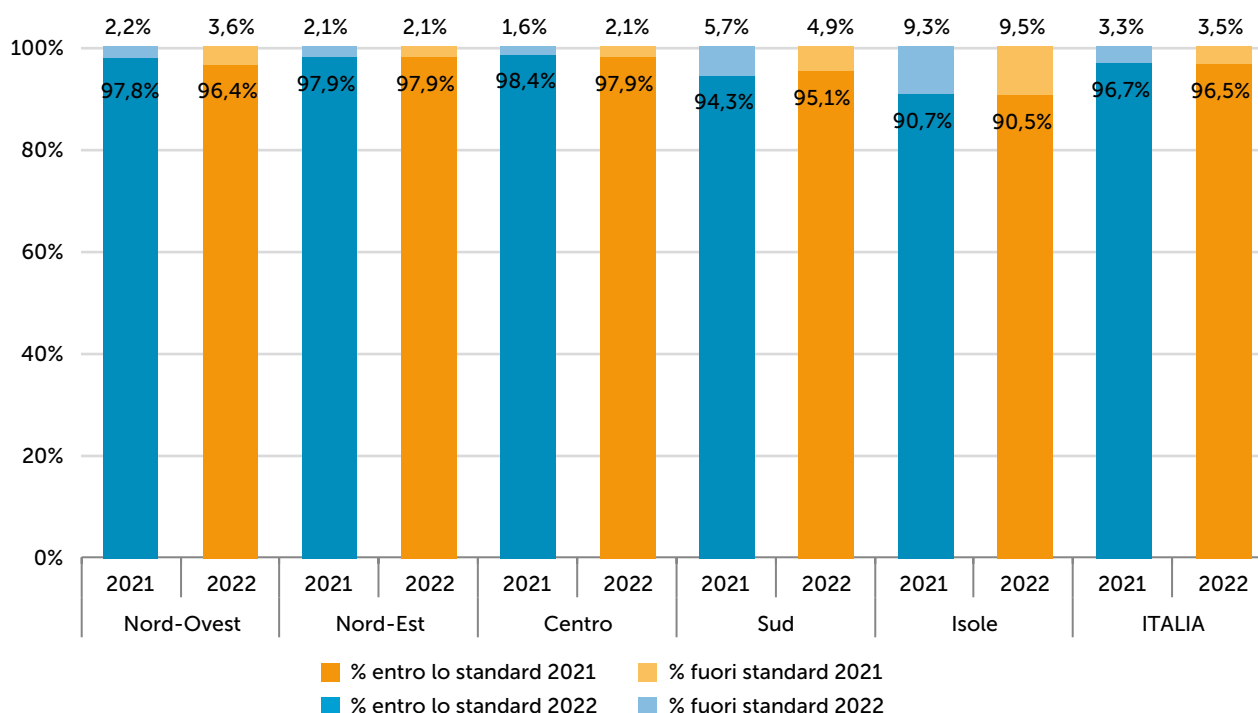
Nella figura 5.69 viene evidenziato, per area geografica e a livello nazionale, il dato relativo alla percentuale di rispetto degli standard specifici di qualità afferenti al complesso delle prestazioni<sup>58</sup> offerte all'utenza dalle gestioni del *panel*. I dati mostrano, anche per il 2022, un elevato livello di qualità contrattuale offerto, sostanzialmente in linea rispetto al 2021, con una percentuale di mancato rispetto dello standard pari in media al 3,5% (era del 3,3% nel 2021).

<sup>56</sup> Si precisa che in alcuni casi i dati del 2021 potrebbero marginalmente differire rispetto a quelli riportati nella *Relazione Annuale 2021* per effetto di rettifiche apportate dai gestori (ed eventualmente validate dai rispettivi EGA) successivamente alla pubblicazione degli stessi.

<sup>57</sup> In particolare, si fa riferimento agli obiettivi 2020 e 2021, da raggiungere cumulativamente al termine del 2021, come disposto dalla delibera 22 febbraio 2022, 235/2020/R/idr, con la quale sono stati introdotti elementi di flessibilità nei meccanismi di valutazione delle prestazioni di qualità contrattuale (nonché tecnica), volti a mitigare gli effetti sulle gestioni dell'emergenza epidemiologica da Covid-19.

<sup>58</sup> Dall'analisi vengono esclusi gli standard sulla periodicità di fatturazione (che, imponendo di garantire un numero minimo di fatture annue che varia a seconda del consumo medio annuo dell'utente - 2, 3, 4 o 6 fatture/anno - risulta di complessa rappresentazione nell'ambito della presente analisi, che si concentra sul rispetto dello standard a livello aggregato) e sul tempo per l'emissione della fattura, che, con circa il 97% delle prestazioni eseguite per entrambi gli anni (70,5 milioni di prestazioni nel 2022), influenza in modo rilevante il risultato medio e non permette di fornire un'efficace rappresentazione degli altri 27 indicatori.

FIG. 5.69 Rispetto degli standard specifici per area



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Grazie alla rappresentazione grafica, inoltre, è possibile rilevare per il 2022 livelli di rispetto pari a quasi il 98% nelle aree del Nord-Est e del Centro. Risultano sostanzialmente stabili nel biennio considerato anche le *performance* fatte registrare dalle gestioni del Sud (che, con un incremento del +0,8%, raggiungono una percentuale di prestazioni eseguite entro lo standard del 95,1%) e delle Isole (che, nonostante una marginale flessione dello 0,2%, mantengono una percentuale di rispetto dello standard superiore al 90%).

Nella tavola 5.20 viene fornito un dettaglio delle prestazioni eseguite relativamente a 28 standard specifici, escludendo dall'analisi l'indicatore relativo alla periodicità di fatturazione. Nel 2022 si confermano i livelli qualitativi generalmente elevati registrati nel 2021 con particolare riferimento alle prestazioni che afferiscono alla gestione del rapporto contrattuale, quali, per esempio, i tempi per l'esecuzione della voltura e per l'emissione della fattura, la fascia di puntualità per gli appuntamenti concordati e i tempi di preventivazione di lavori e allacci idrici senza sopralluogo, oltre che per alcune comunicazioni quali le risposte a richieste scritte di informazioni e le notifiche dell'esito delle verifiche al livello di pressione e al misuratore (qualora effettuate *in loco*); si evidenzia, poi, un incremento del livello medio di rispetto dello standard per il tempo di risposta ai reclami (pari al 95,1%, +1,3% rispetto all'anno precedente) e si conferma la *trend* di miglioramento dell'indicatore relativo ai tempi per la riattivazione della fornitura in seguito a morosità (da effettuare in due giorni lavorativi), che fa registrare livelli di rispetto pari al 98,8% (+0,5%), miglioramento che potrebbe essere stato favorito anche dal progressivo adeguamento dei gestori alla regolazione specifica<sup>59</sup>.

<sup>59</sup> 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 fare data dal 1° gennaio 2020.

Con riferimento, infine, alle quote di fuori standard per cause imputabili al gestore, si registra una generale stabilità nel biennio considerato, fatta eccezione per il tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni e ai reclami, che vedono un miglioramento di tale quota (con decrementi nell'ordine, rispettivamente, del 20% e del 10%), oltre che per alcuni casi di variazioni relative a indicatori della numerosità, in termini di prestazioni eseguite, piuttosto contenuta<sup>60</sup>.

**TAV. 5.20** Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2021-2022

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2022	% ENTRO LO STANDARD 2022	% FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2021
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	445.484	98,4%	1,6%	1,4%	72,4%	70,1%
Tempo di attivazione, della fornitura	141.908	90,9%	9,1%	7,5%	61,6%	61,1%
Tempo di disattivazione della fornitura	217.350	94,5%	5,5%	5,3%	70,8%	67,4%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a morosità	79.506	98,8%	1,2%	1,7%	93,3%	94,5%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	639	86,5%	13,5%	10,4%	80,2%	93,9%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	169.785	96,0%	4,0%	4,0%	72,2%	66,9%
Tempo di esecuzione della voltura	653.528	97,9%	2,1%	2,0%	86,4%	87,2%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	18.173	92,7%	7,3%	5,8%	67,7%	53,0%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	2.017	95,7%	4,3%	3,0%	100,0%	87,0%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	105.530	93,4%	6,6%	5,9%	60,4%	55,3%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	13.388	99,0%	1,0%	1,4%	91,4%	94,1%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	24.292	92,2%	7,8%	6,8%	63,5%	63,2%
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	2.767	98,7%	1,3%	2,7%	54,1%	95,2%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	2.120	96,2%	3,8%	5,0%	42,5%	48,7%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	26.526	88,0%	12,0%	10,0%	70,0%	71,5%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	8.384	90,4%	9,6%	8,6%	59,8%	48,6%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	2.907	95,6%	4,4%	3,4%	84,3%	45,5%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	11.077	93,2%	6,8%	5,6%	76,1%	75,3%

(segue)

<sup>60</sup> È il caso, per esempio, del tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo e del tempo di intervento per la verifica del livello di pressione e per la successiva comunicazione del relativo esito, 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 inferiore ai 50 casi.

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2022	% ENTRO LO STANDARD 2022	% FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2021
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	13.499	93,7%	6,3%	5,4%	32,9%	24,0%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	2.678	97,4%	2,6%	1,6%	43,5%	86,6%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	2.671	85,6%	14,4%	12,9%	92,7%	82,7%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	7.719	97,0%	3,0%	2,7%	70,3%	57,8%
Tempo per la risposta a reclami	123.409	95,1%	4,9%	6,2%	83,8%	94,3%
Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	257.004	98,0%	2,0%	1,0%	56,9%	74,9%
Tempo per l'emissione della fattura	73.903.276	99,6%	0,4%	0,5%	21,3%	24,9%
Tempo di rettifica di fatturazione	39.203	96,0%	4,0%	3,7%	75,3%	85,3%
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	47	97,9%	2,1%	7,4%	100,0%	20,0%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	46	100,0%	0,0%	6,6%	-	0,0%

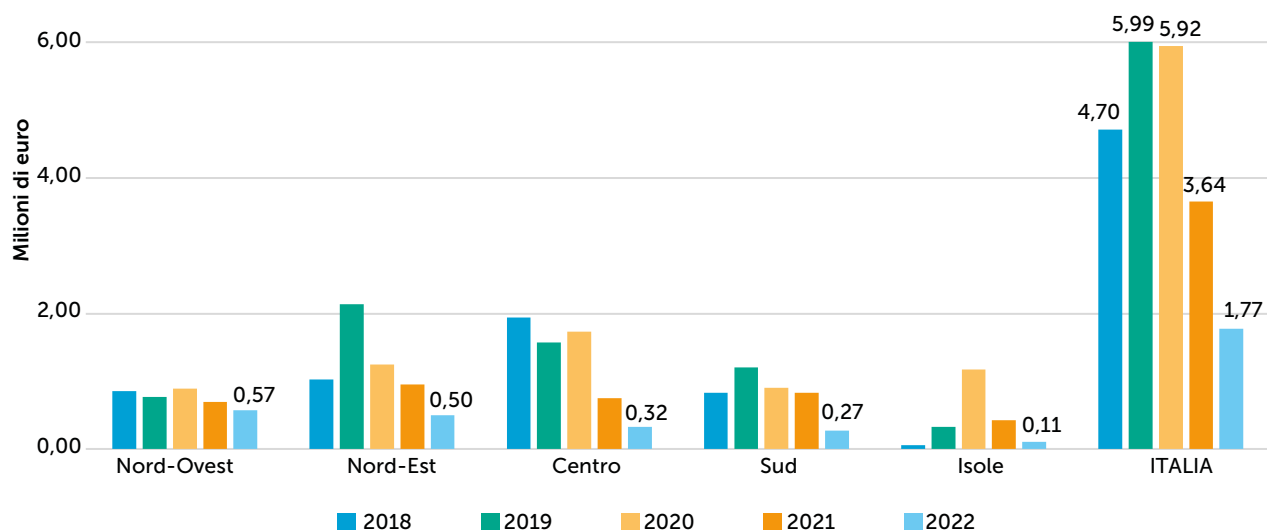
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

## 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 5.70 è riportato l'ammontare totale indennizzato in relazione alle prestazioni eseguite fuori standard nel quinquennio 2018-2022<sup>61</sup>.

<sup>61</sup> Il totale indennizzato è calcolato facendo riferimento all'anno in cui è maturato il diritto all'indennizzo. Per esempio, il valore del 2018 è dato dalla somma di quanto erogato nel corso del medesimo anno, nonché nell'anno 2019 (a causa del fisiologico lag temporale tra il diritto a ricevere l'indennizzo e la sua effettiva corresponsione in bolletta) e nell'anno 2020 (con erogazione, pertanto, in forte ritardo), sempre relativamente alle prestazioni eseguite oltre lo standard nel 2018.

FIG. 5.70 Totale indennizzato nel periodo 2018-2022



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

I dati consentono di evidenziare come, a livello nazionale, nelle annualità 2019 e 2020, l'ammontare indennizzato complessivamente si sia attestato a un livello pari a quasi 6 milioni di euro, mentre tale importo per il 2021 risulta quasi dimezzato rispetto al biennio precedente (3,64 milioni di euro, anche se ci si attende che un'ulteriore quota venga indennizzata nel corso del 2023). Il valore più contenuto di questa annualità rispetto al biennio precedente è, almeno parzialmente, riconducibile al miglioramento dei livelli qualitativi e all'adeguamento delle gestioni agli standard previsti dalla regolazione dell'Autorità.

Infine, con riferimento all'annualità 2022, risultano erogati, al 31 dicembre 2022, indennizzi per circa 1,77 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 2023.

Disaggregando il dato per area, si evidenzia come la quota principale degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel 2018 e 2020 sia stata erogata dalle gestioni del Centro, la maggior parte delle quali ha, però, definito numerosi standard migliorativi (come si vedrà nella successiva figura 5.73), mentre nel 2019 le gestioni del Nord-Est risultano quelle che hanno erogato la quota più consistente di indennizzi, pari a circa 2 milioni di euro. L'ammontare di indennizzi erogati risulta ancora molto contenuto al Sud e soprattutto nelle Isole, dove i dati sono fortemente influenzati dalla ridotta rappresentazione dei gestori di queste aree all'interno del *panel* (anche alla luce dell'elevata frammentazione gestionale); ciononostante, nel 2020, le gestioni delle Isole hanno erogato oltre 1,5 milioni di euro, cifra in linea con le aree del Nord, molto più rappresentate.

Volgendo lo sguardo a quanto registrato nella sola annualità 2022, nella tavola 5.21 viene riportata, per tipologia d'uso, la numerosità degli indennizzi, suddivisa per anno di svolgimento delle prestazioni cui tali indennizzi sono riferiti.

Per entrambe le tipologie d'uso ("uso domestico" e "uso diverso dal domestico"), il numero di indennizzi complessivamente erogati nell'anno 2022 è principalmente riconducibile al recupero degli indennizzi relativi alle

prestazioni eseguite nel 2021 e 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 2022, dal momento che il numero di indennizzi relativo alle prestazioni eseguite durante l'anno (38.189 indennizzi erogati, per un totale di quasi 1,77 milioni di euro, come mostrato dalla precedente figura 5.70) risulta contenuto rispetto al numero di casi con diritto all'indennizzo automatico (348.575 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 più alto grado di complessità.

**TAV. 5.21** *Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2022 (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 2022	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2021	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2020 E PRECEDENTI	EROGAZIONI PER INDENNIZZI NEL 2022 (EURO)	TOTALE INDENNIZZATO/UTENZA NEL 2022 (EURO)
Uso domestico (art. 2 TICS)	281.294	0,017	30.258	36.003	11.149	3.784.324	0,231
Uso diverso dal domestico (art. 8 TICS)	67.281	0,028	7.931	14.261	2.450	1.194.630	0,504
<b>TOTALE</b>	<b>348.575</b>	<b>0,019</b>	<b>38.189</b>	<b>50.264</b>	<b>13.599</b>	<b>4.978.954</b>	<b>0,266</b>

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

### Livelli associati agli standard generali di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Il rispetto degli standard generali fissati dall'RQSII – o di quelli migliorativi riportati nella Carta dei servizi –, pur mostrando valori lievemente inferiori a quelli riscontrati per gli standard specifici sopra analizzati, fa rilevare nel 2022 un buon livello di rispetto dello standard, pari ad almeno il 90% per oltre la metà degli indicatori considerati, come emerge dall'analisi dei valori indicati nella tavola 5.22, nella quale viene fornito un dettaglio delle prestazioni complessivamente eseguite dai gestori del *panel*, offrendo altresì un confronto con quanto rilevato per il 2021. Nell'arco del biennio si registra un lieve peggioramento dei livelli di rispetto legati ai tempi di preventivazione di lavori e allacci idrici e fognari complessi<sup>62</sup>, e un miglioramento dei livelli medesimi riferiti al tempo di risposta alla chiamata per pronto intervento e al preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato, così come per il tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura, indicatore, sul quale si sono però evidenziati casi di errata interpretazione da parte di talune gestioni<sup>63</sup>. Risultano, poi, leggermente allungati i tempi medi di attesa agli sportelli fisici (da 7,14 minuti del 2021 a 8,21 del 2022), tipologia di prestazione sulla quale si è anche registrato un consistente incremento della numerosità (oltre 2 milioni di prestazioni in luogo dei circa 1,7 milioni dell'anno precedente) in conseguenza del rilassamento delle disposizioni normative di distanziamento dettate dall'emergenza epidemiologica da Covid-19.

62 Si rammenta che la RQSII definisce, all'art. 1, i lavori complessi come prestazioni non riconducibili alla tipologia di lavoro semplice, a sua volta definito come "la prestazione di lavoro che riguarda l'esecuzione a regola d'arte di nuovi allacciamenti idrici o fognari o operazioni di qualsiasi natura su allacciamenti esistenti (ad es. nuovi attacchi) o su misuratori esistenti (spostamento, cambio, etc.) che non implichi specifici interventi per adattare alla nuova situazione i parametri idraulici degli allacciamenti stessi o la realizzazione di lavori per i quali è necessario l'ottenimento di atti autorizzativi da parte di soggetti terzi o la necessità di interrompere la fornitura del servizio ad altri utenti".

63 L'indicatore è, infatti, riferito alla comunicazione che il gestore del servizio di acquedotto è tenuto a effettuare al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione nei casi di gestione non aggregata del SII (art. 156 del decreto legislativo 24 marzo 2006, n. 156), mentre talune gestioni hanno interpretato tale indicatore come comunicazione da effettuare all'utente finale.

**TAV. 5.22** Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALLA RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2022	% ENTRO LO STANDARD 2022	% FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2022	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2021
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	4.121	95,8%	4,2%	6,9%	88,5%	84,0%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	13.336	72,4%	27,6%	21,7%	84,9%	77,1%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	11.103	88,4%	11,6%	9,3%	66,6%	69,0%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	54.535	84,6%	15,4%	13,1%	77,3%	71,3%
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	90%	253.955	91,9%	8,1%	9,2%	80,6%	80,9%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	403.100	93,9%	6,1%	6,0%	91,0%	82,2%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	2.239.820	98,2%	1,8%	1,3%	96,1%	93,9%
Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	95%	87.781	82,1%	17,9%	17,6%	89,7%	92,8%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	35.922	90,0%	10,0%	13,1%	98,1%	96,3%
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	90%	3.073.457	93,2%	6,8%	8,6%	97,4%	98,8%

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALLA RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2021	TEMPO MEDIO 2022	TEMPO MEDIO 2020
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	2.204.541	8,21 minuti	7,14 minuti

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

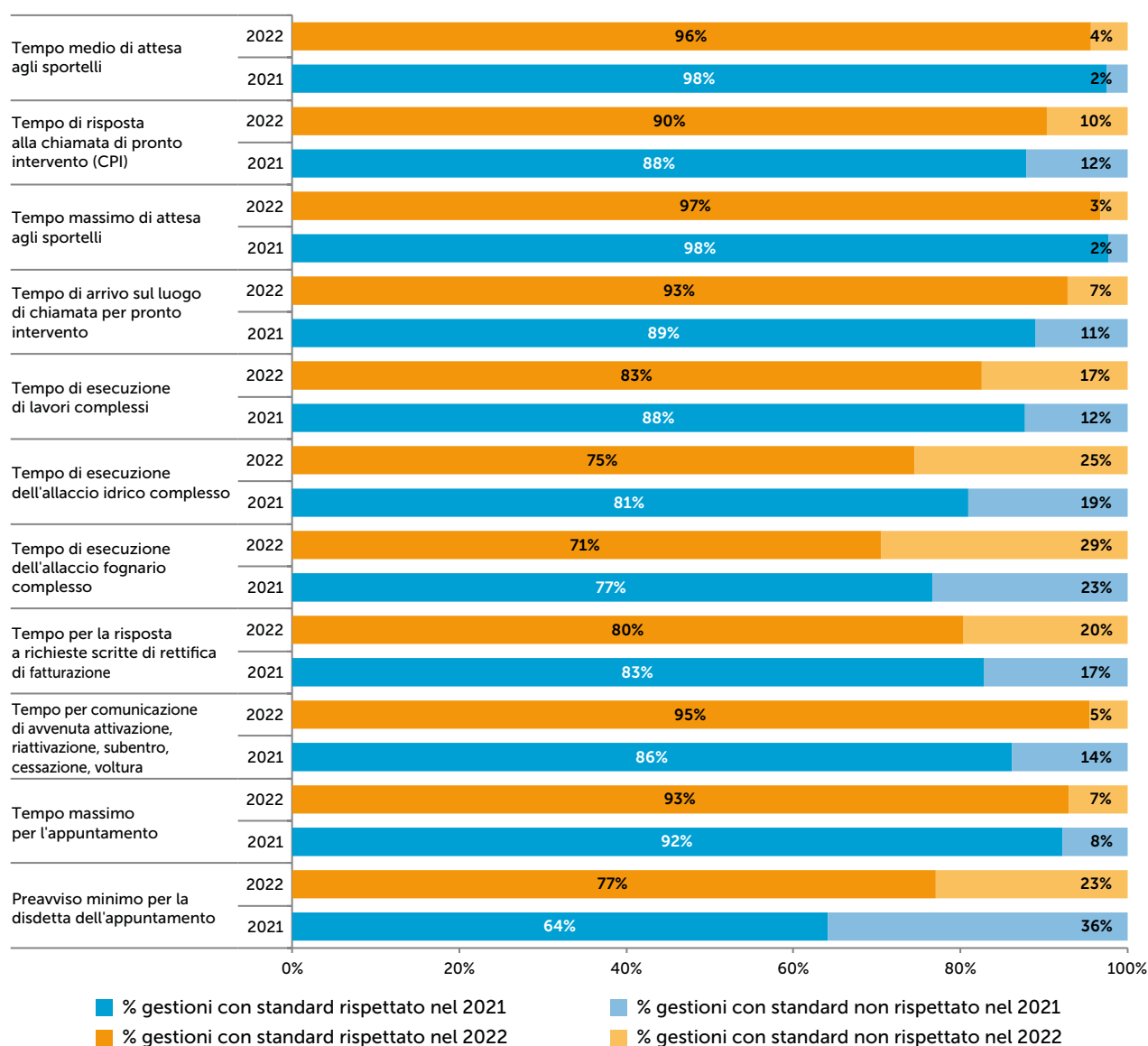
Risulta generalmente in crescita nel biennio la quota di mancato rispetto imputabile al gestore, probabilmente per un minore ricorso all'imputazione del mancato rispetto alle cause di forza maggiore grazie all'evoluzione, in senso positivo, della situazione epidemiologica.

Nella successiva figura 5.71 sono presentati i dati relativi alla percentuale di gestioni che rispettano i singoli standard generali previsti dall'Autorità e/o il livello migliorativo garantito nella Carta dei servizi, con riferimento agli anni 2021 e 2022.



Nel biennio oggetto di analisi, si registra un complessivo miglioramento legato al fatto che la quota di gestioni del *panel* che non raggiunge i livelli previsti nella Carta dei servizi risulta inferiore al 10%, nel 2022, per meno della metà degli indicatori (5 su 11), mentre tale soglia veniva superata, nel 2021, dalla maggioranza degli indicatori (8 su 11). Si evidenziano, ancora, sostanziali difficoltà dei gestori del *panel* a rispettare i livelli fissati dalla regolazione con riferimento ai tempi di esecuzione degli allacci idrici e fognari complessi e per il preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato, indicatore quest'ultimo per il quale tale quota risulta tuttavia in sensibile miglioramento rispetto all'anno 2021 (dal 36% al 23%). Si segnala, inoltre, un incremento della quota delle gestioni che è riuscita a rispettare gli standard indicati nella Carta dei servizi in relazione ai tempi di risposta alla chiamata di pronto intervento e al susseguente arrivo sul luogo di chiamata (rispettivamente +2% e +4%).

**FIG. 5.71** Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale

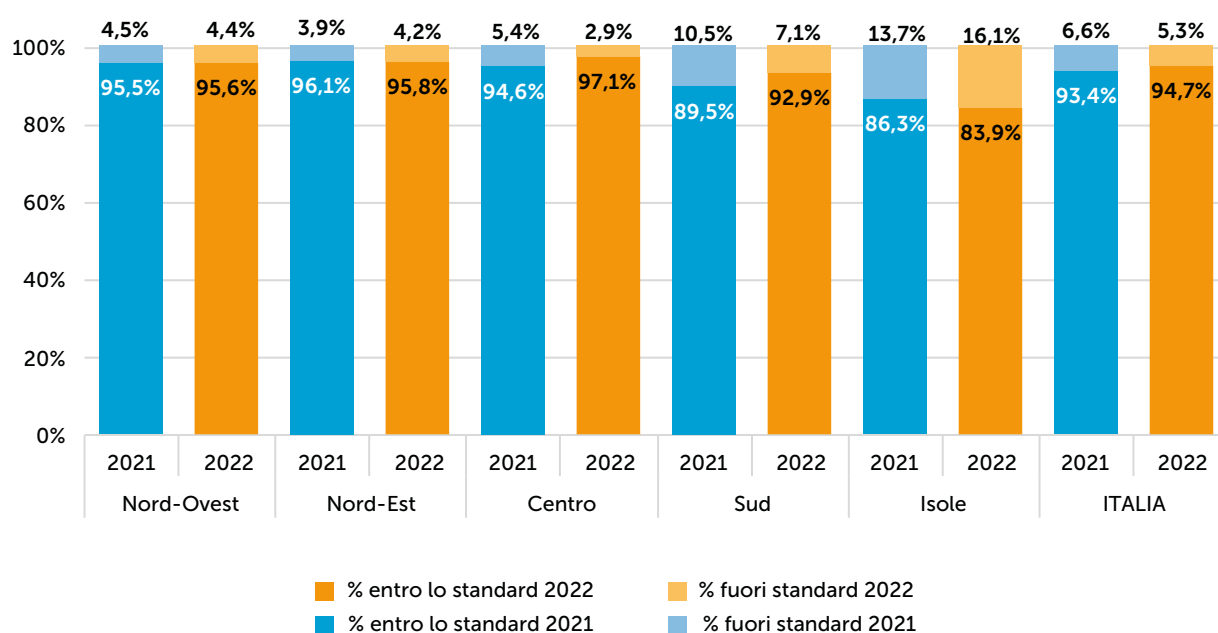


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella successiva figura 5.72 sono riportati i livelli di rispetto degli standard generali, calcolati a livello aggregato sul complesso delle prestazioni eseguite con riferimento ai medesimi standard da parte di tutte le gestioni del *panel*, nonché ripartiti per area geografica. Si pongono, inoltre, a confronto i dati del 2022 con quelli relativi al 2021.

Il dato medio nazionale del livello di rispetto degli indicatori risulta in aggregato elevato, nonché in miglioramento dell'1,3%, con una quota di prestazioni eseguite entro lo standard pari al 94,7% nel 2022. A fronte di livelli sostanzialmente stabili nelle aree del Nord, si evidenzia che la media nazionale è spinta in maniera principale dalle gestioni del Centro e, in maniera minore, dalle gestioni del Sud, entrambe migliorate in aggregato del 2,4%, mentre peggiora la *performance* delle gestioni operanti nelle Isole (-2,4%).

**FIG. 5.72** *Rispetto degli standard generali per area*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

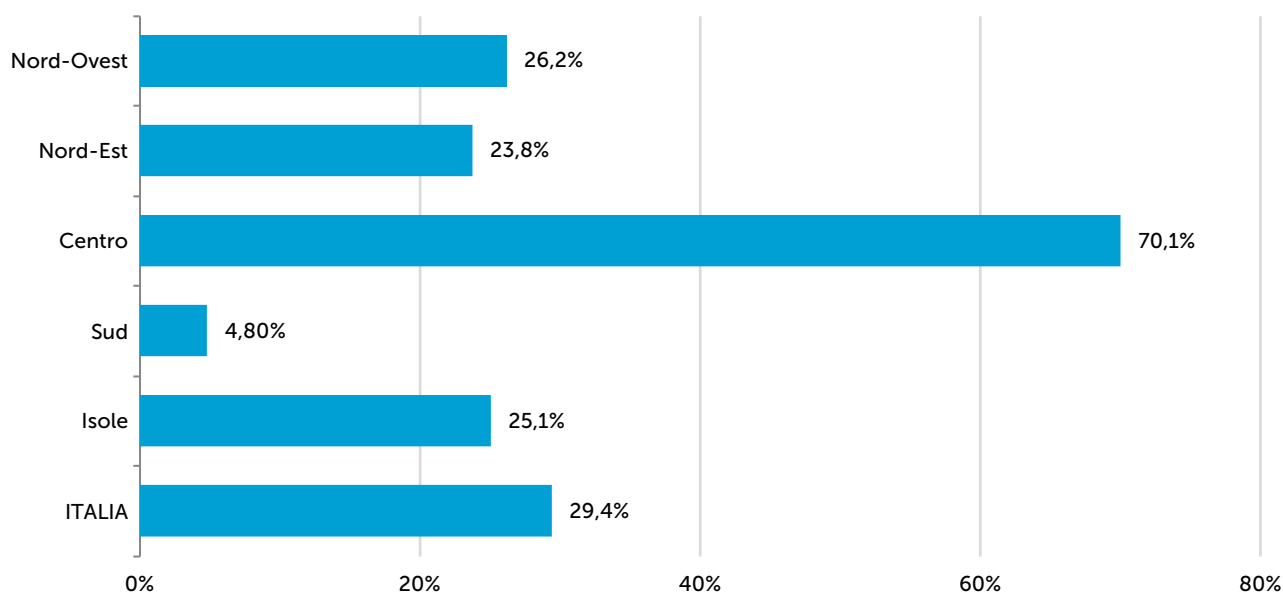
## Standard migliorativi e standard aggiuntivi offerti all'utenza

Vengono di seguito analizzati i casi in cui all'utenza viene garantito, nella Carta dei servizi, uno standard migliorativo o aggiuntivo rispetto a quelli minimi previsti dalla regolazione di settore.

L'analisi dei dati fa emergere che 28 gestioni hanno offerto all'utenza standard specifici e/o generali di qualità migliorativi rispetto a quelli fissati dall'Autorità. La figura 5.73 mostra che al 29,4% della popolazione italiana è stato offerto dai gestori almeno uno standard di qualità migliorativo, con un picco del 70,1% della popolazione nel Centro e una percentuale prossima al 25% nelle aree del Nord, oltre che delle Isole (seppure in quest'ultima area i livelli effettivi di rispetto abbiano mostrato risultati meno soddisfacenti, come già illustrato nelle figure 5.69 e 5.72); tale quota si attesta, invece, al 4,8% al Sud.

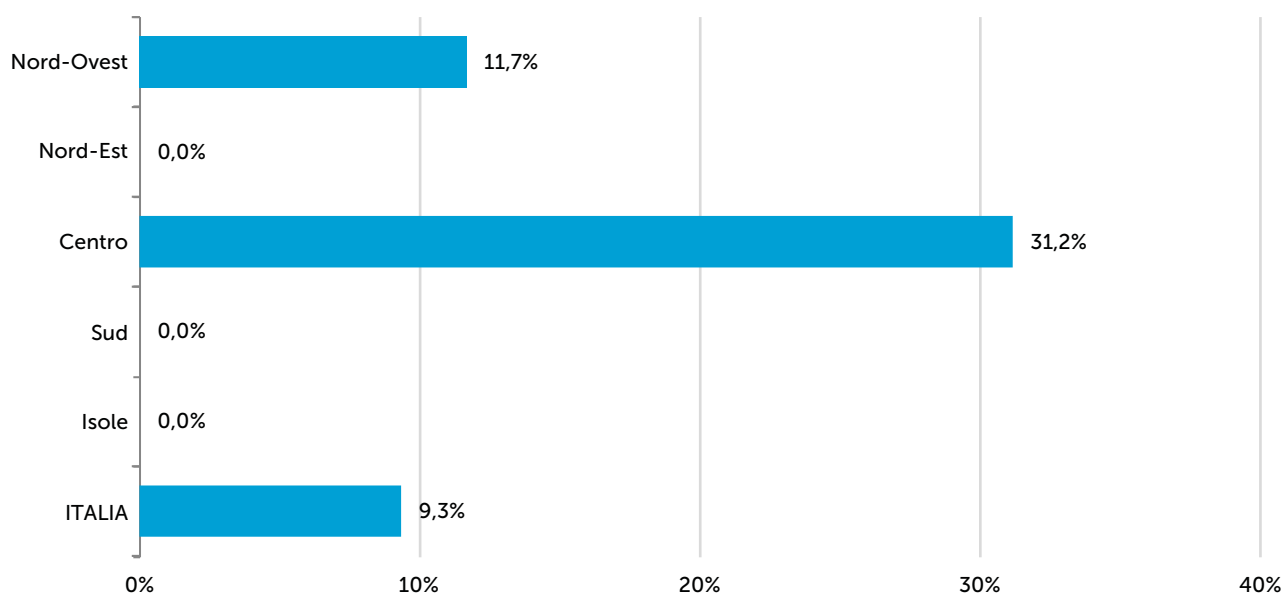
Complessivamente, sono stati offerti all'utenza 288 standard migliorativi, riconducibili alla riduzione dei tempi nell'esecuzione di una determinata tipologia di prestazione o all'innalzamento delle percentuali di rispetto, nel caso di standard generali; in particolare, in 18 casi (poco più del 6%) è stato ridotto il tempo di risposta ai reclami scritti degli utenti, in 17 casi (poco meno del 6%) sono stati diminuiti i tempi di disattivazione della fornitura, di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo e di risposta alle richieste scritte di informazione.

In media, le 28 gestioni hanno garantito all'utenza circa 10 standard migliorativi ciascuna.

**FIG. 5.73** Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.74 si riportano le percentuali (suddivise per area) di popolazione 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 31,2% della popolazione del Centro e all'11,7% della popolazione del Nord-Ovest è offerto almeno uno standard aggiuntivo. In linea con quanto emerso per il 2021 (annualità per la quale si rimanda alla precedente edizione della presente *Relazione Annuale*), 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, il 9,3% della popolazione italiana beneficia di almeno uno standard di qualità aggiuntivo.

**FIG. 5.74** Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

## Macro-indicatori di qualità contrattuale

Nel presente paragrafo viene esposta un'analisi dei dati oggetto del meccanismo incentivante introdotto con la delibera 547/2019/R/idr, 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.

Giova ricordare che, nell'ambito della raccolta dati svolta annualmente, viene richiesto ai gestori del SII di fornire il riepilogo delle prestazioni eseguite, necessario al fine di potere 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 migliorativi<sup>64</sup>.

Sulla base della nuova 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 5.23 vengono riportati le classi e gli obiettivi di qualità contrattuale, come definiti con la citata delibera 547/2019/R/idr.

**TAV. 5.23** Classi e obiettivi per macro-indicatore

MACRO-INDICATORE	ID CLASSE	CLASSE	OBIETTIVO
<b>MC1 – Avvio e cessazione del rapporto contrattuale</b>	A	MC1 > 98%	Mantenimento
	B	90% < MC1 ≤ 98%	+1%
	C	MC1 ≤ 90%	+3%
<b>MC2 – Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio</b>	A	MC2 > 95%	Mantenimento
	B	90% < MC2 ≤ 95%	+1%
	C	MC2 ≤ 90%	+3%

Fonte: ARERA, delibera 19 dicembre 2019, 547/2019/R/idr.

Nella tavola 5.24 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 5.67 e 5.68) che hanno erogato almeno una prestazione all'utenza nel corso del 2022. I valori mostrati confermano l'elevata variabilità della numerosità di gestioni che ha attivato i singoli indicatori semplici: si va da un minimo di 10-11 gestioni per i tempi per l'inoltro delle comunicazioni tra utente e

<sup>64</sup> In particolare, ai soli fini del menzionato meccanismo incentivante, l'Autorità ha previsto che i gestori che applicano standard migliorativi all'utenza siano tenuti a riclassificare il numero di prestazioni eseguite entro/oltre lo standard con riferimento al livello minimo previsto dall'RQSI.

gestori, nel caso di gestione non integrata del SII, a un massimo di 245 gestioni per il tempo di disattivazione della fornitura. L'analisi della numerosità delle gestioni che hanno attivato i singoli indicatori permette di evidenziare alcuni elementi che caratterizzano il rapporto contrattuale con l'utenza, quali la netta preferenza dei gestori verso l'effettuazione di preventivi con sopralluogo rispetto a quelli a distanza, o la circostanza per la quale, in fase di riattivazione della fornitura, è di rado richiesta la modifica alla portata del misuratore (sole 24 gestioni hanno erogato questo tipo di prestazione, mentre 187 hanno effettuato riattivazioni senza modifiche alla portata del misuratore).

**TAV. 5.24** Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2022

MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
MC1	Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	86
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	45
	Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	53
	Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	190
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	109
	Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	138
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	189
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	82
	Tempo di esecuzione di lavori semplici	143
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	156
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	93
	Tempo di esecuzione di lavori complessi	126
	Tempo di attivazione, della fornitura	240
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	187
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	24
	Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità	126
	Tempo di disattivazione della fornitura	245
	Tempo di esecuzione della voltura	244
MC2	Tempo massimo per l'appuntamento concordato	208
	Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	72
	Fascia di puntualità per gli appuntamenti	208
	Tempo di intervento per la verifica del misuratore	185
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	129
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	89
	Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	150
	Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	108
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	92
	Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	189

(segue)

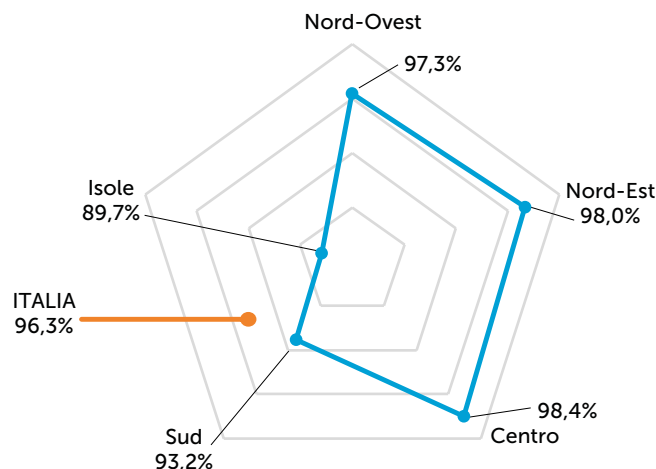
MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
	Tempo per l'emissione della fattura	242
	Tempo di rettifica di fatturazione	193
	Tempo per la risposta a reclami	185
	Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	184
	Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	163
	Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	10
	Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	11
	Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	63
	Tempo massimo di attesa agli sportelli	214
	Tempo medio di attesa agli sportelli	214
	Accessibilità al servizio telefonico (AS)	206
	Tempo medio di attesa (secondi) per il servizio telefonico (TMA)	206
	Livello del servizio telefonico (LS)	206
	Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	193

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

## Macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale"

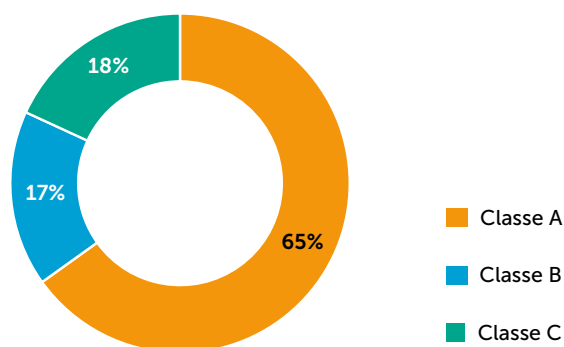
Con riferimento al macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", nella figura 5.75 viene riportato il livello medio registrato per il 2022 nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione sul totale delle prestazioni eseguite<sup>65</sup>. A fronte di una media nazionale pari al 96,3%, si registrano valori più elevati nelle aree del Centro (98,4%) e del Nord (con valori pari al 98,0% per il Nord-Est e al 97,3% per il Nord-Ovest), e più contenuti al Sud (93,2%) e soprattutto sulle Isole (89,7%), confermando l'esistenza di un *water service divide* sul territorio italiano per quanto concerne il livello dei servizi offerti all'utenza.

<sup>65</sup> Come richiamato più sopra, al fine di permettere un'omogenea comparazione tra le diverse gestioni, per il corretto funzionamento del meccanismo di incentivazione, il livello di rispetto dei singoli indicatori semplici che compongono i macro-indicatori di qualità contrattuale è valutato sulla base dei livelli minimi di qualità previsti dall'RQSII anche per le gestioni che garantiscono all'utenza standard migliorativi. Inoltre, dal totale delle prestazioni eseguite, vengono escluse quelle non conformi allo standard per causa attribuibile a forza maggiore, all'utente o a terzi.

**FIG. 5.75** Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2022

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.76 viene riportata la distribuzione del *panel*, in termini di popolazione residente per classe di appartenenza dei relativi gestori, definita sulla base del livello registrato dal macro-indicatore MC1 nel 2022. Al 65% della popolazione del campione sono state rese, nel 2022, prestazioni afferenti all'avvio e alla cessazione del rapporto contrattuale da operatori che risultano avere un livello di MC1 molto elevato, corrispondente alla classe A, mentre quote del 17% e del 18% degli abitanti sono servite rispettivamente da gestioni in classe B – cui corrisponde un buon livello del servizio, da migliorare gradualmente attraverso un obiettivo annuo di incremento dell'1% – e 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. 5.76** Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2022

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

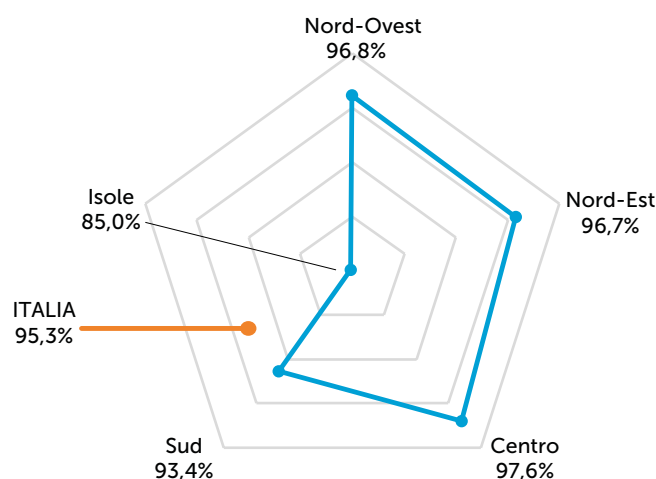
## Macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio"

Nella figura 5.77 viene riportato, con riferimento al macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", il livello medio registrato per il 2022, nelle singole aree del Paese, calcolato come per-

centuale 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 95,3%, 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 5.23, per l'MC2 la soglia di accesso alla classe A è fissata al 95%. La media nazionale è sostenuta dalle tre aree maggiormente rappresentate (Nord-Ovest, Nord-Est e Centro) che mostrano valori di MC2 compresi tra il 96,7% del Nord-Est e il 97,6% del Centro. Come per l'MC1, le gestioni del Sud e delle Isole registrano valori mediamente più contenuti; queste ultime, in particolare, mostrano una media che non supera l'85,0%.

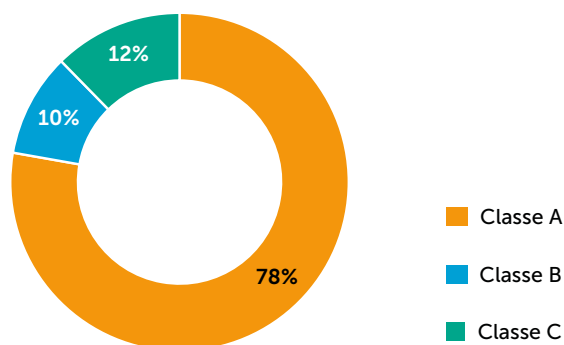
**FIG. 5.77** Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2022



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.78, il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per classe di appartenenza, definita sulla base del livello di MC2 rilevato nel 2022. La rappresentazione grafica consente di evidenziare, in prima battuta, come, rispetto al macro-indicatore MC1, la quota di popolazione servita da gestori con macro-indicatore in classe A risulti, in media, più elevata, circostanza favorita dalla soglia di accesso alla medesima classe A più contenuta nel caso dell'MC2 (95%): in questo caso, infatti, il 78% della popolazione del *panel* è servita da un gestore che raggiunge la classe A (a cui viene richiesto il mantenimento del livello di *performance*), mentre per il 10% degli abitanti del campione i relativi gestori si collocano in classe B e per il 12% in classe C. Come per il macro-indicatore MC1, a tali gestori compete un obiettivo annuale di miglioramento delle prestazioni iniziali pari, rispettivamente, all'1% e al 3%.



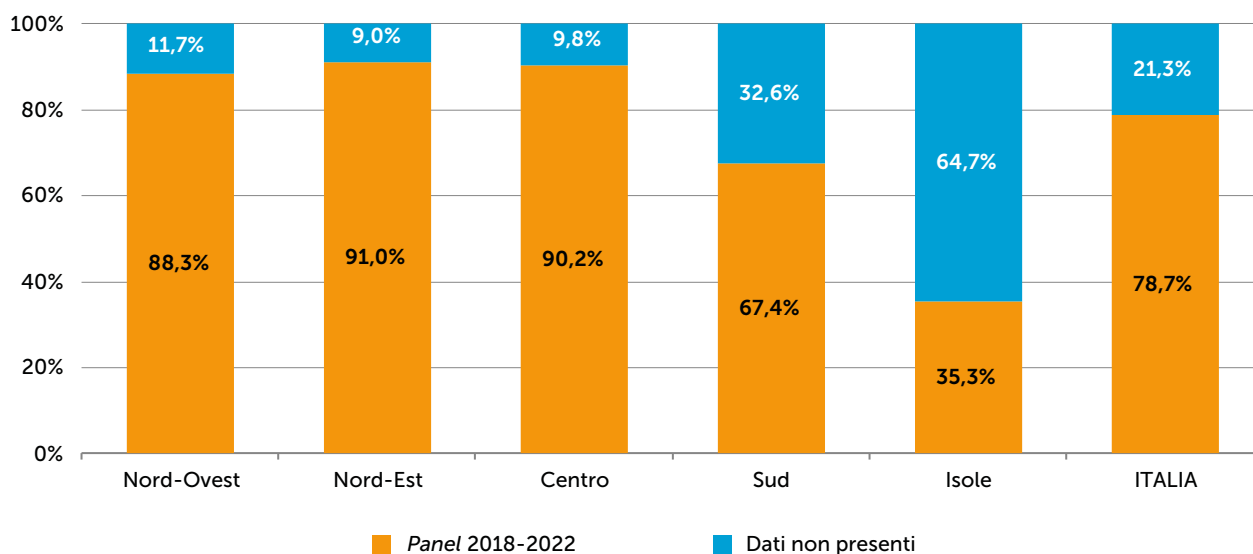
**FIG. 5.78** Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2022

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

## Analisi di trend 2018-2022

Nel presente sottoparagrafo vengono esposti i risultati di un'analisi di *trend* dei valori dei macro-indicatori di qualità contrattuale tra il livello di partenza 2018<sup>66</sup> e il livello registrato nel 2022.

Il *panel* di riferimento per la presente analisi, rappresentato nella figura 5.79, è composto dalle gestioni (170 in totale) che hanno fornito i dati dei macro-indicatori per entrambe le annualità 2018 e 2022 e che operano complessivamente su un territorio dove risiedono circa 46,3 milioni di persone (78,7% della popolazione residente italiana). Rispetto al *panel* dei dati 2022, l'area che risulta meno rappresentata è quella delle Isole, mancando i dati 2018 del gestore unico della Regione Sardegna.

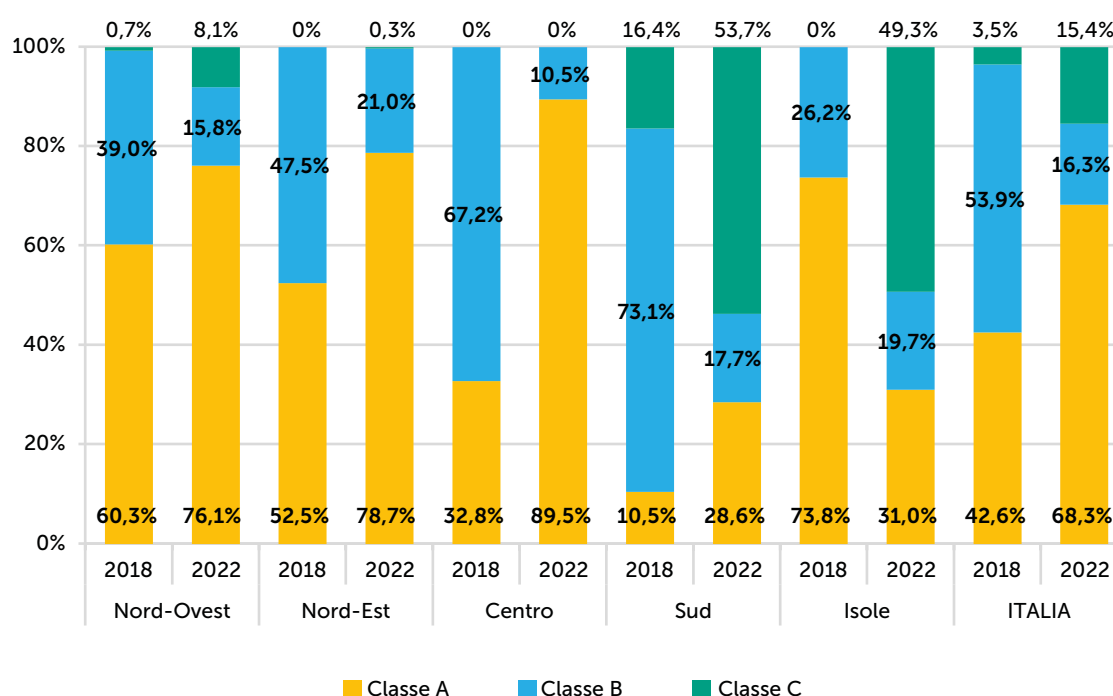
**FIG. 5.79** Popolazione servita dal panel per l'analisi di trend dei valori dei macro-indicatori 2018-2022

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

<sup>66</sup> Si rammenta che l'RQSII prevede inoltre che, con esclusivo riferimento al primo anno di valutazione delle *performance* (2020), il livello di partenza sia definito sulla base dei dati relativi agli indicatori semplici registrati nel 2018.

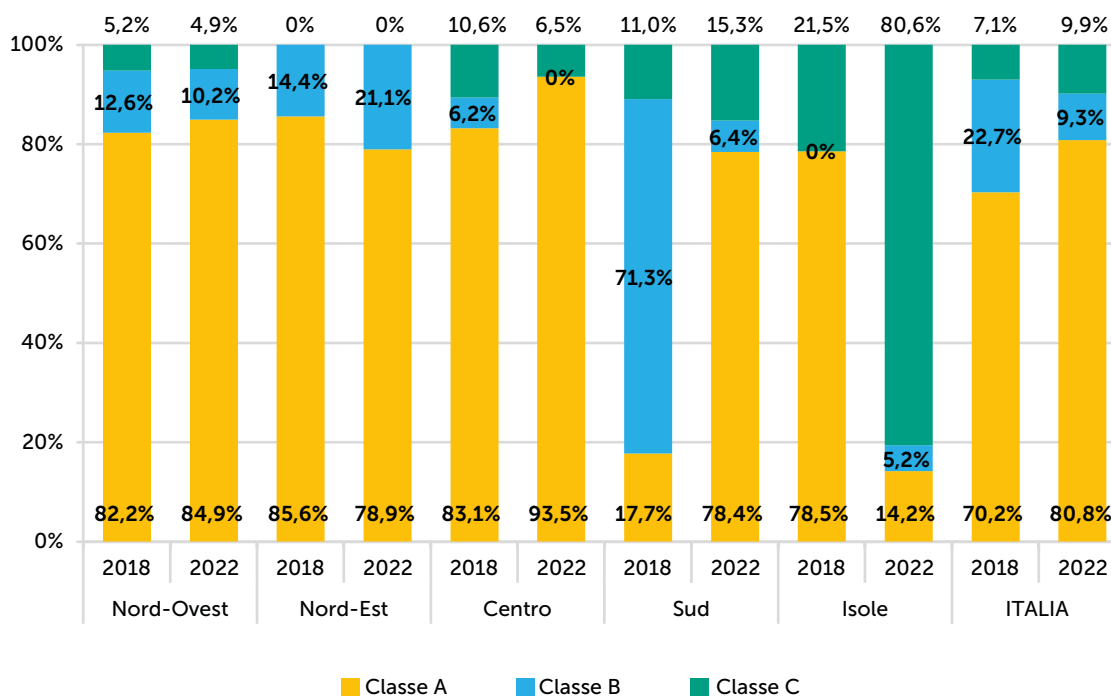
Con riguardo al macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", nella figura 5.80, il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per area e classe di appartenenza, mostrando i valori rilevati nel 2018 e nel 2022. A livello nazionale, si osserva una crescita considerevole, del 25% circa, della quota di popolazione servita da gestioni in classe A, resa possibile dal miglioramento di gestioni precedentemente in classe B; di questa ultima classe, si registra tuttavia un'ulteriore riduzione del 12% circa in favore della classe C. Analizzando i valori delle singole aree si osserva come il medesimo *trend* sia riscontrabile, in maniera ancora più evidente, nelle regioni del Centro (classe A, +56,7%), dove si conferma l'assenza di gestioni in classe C. Per contro, sembra peggiorare la situazione nelle aree del Sud – dove, pur rilevandosi un incremento della quota in classe A, si evidenzia che la riduzione del 55% della classe B ha favorito principalmente l'incremento della classe C (+37%) – e delle Isole, dove la classe C passa dallo 0% al 50% circa.

**FIG. 5.80** Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per area e classe di appartenenza (2018-2022)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Con riferimento al macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", il *panel* mostra (Fig. 5.81) una sostanziale stabilità tra le annualità 2018 e 2022, sia a livello nazionale – dove peraltro si possono apprezzare gli incrementi delle quote di popolazione in classe A (+10,6%) e classe C (+2,8%) alimentati dalla riduzione della classe B – sia a livello locale, ma solo con riferimento alle aree del Nord e del Centro, mentre si registrano evidenti variazioni nel resto del Paese. In particolare, al Sud cresce di circa il 60% la classe A, quota che nelle Isole rappresenta l'incremento della classe C; tuttavia, mentre al Sud si ha uno spostamento dalla classe B alla classe A, nelle Isole è principalmente la classe A ad alimentare la crescita della classe C, denotando un forte peggioramento dei livelli qualitativi nel periodo di tempo considerato.

**FIG. 5.81** Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per area e classe di appartenenza (2018-2022)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

## Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale

L'introduzione di standard minimi omogenei sul territorio nazionale per tutte le prestazioni da assicurare all'utenza, definiti dall'Autorità con la regolazione in tema di qualità contrattuale in vigore dal 1° luglio 2016, ha richiesto modifiche organizzative e gestionali per la maggior parte dei gestori del SII, tenuti fino a quel momento a garantire livelli di qualità definiti a livello locale<sup>67</sup>.

Al fine di favorire il recepimento della disciplina recata dall'RQSII e considerando i differenti livelli di partenza degli operatori, l'Autorità ha introdotto, con il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2), di cui alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, la facoltà di ricomprendere tra i costi ammessi al riconoscimento tariffario gli oneri aggiuntivi  $Opex_{QC}$ , 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 servizio<sup>68</sup>. L'Autorità ha, poi, esplicitato le modalità con le quali gli Enti di governo dell'ambito provvedono al recupero, solo se a vantaggio dell'utenza, dello scostamento fra gli oneri effettivamente sostenuti dai gestori per il citato adeguamento agli standard di qualità contrattuale e la componente  $Opex_{QC}$  valorizzata per il biennio precedente in sede di determinazione tariffaria.

<sup>67</sup> 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.

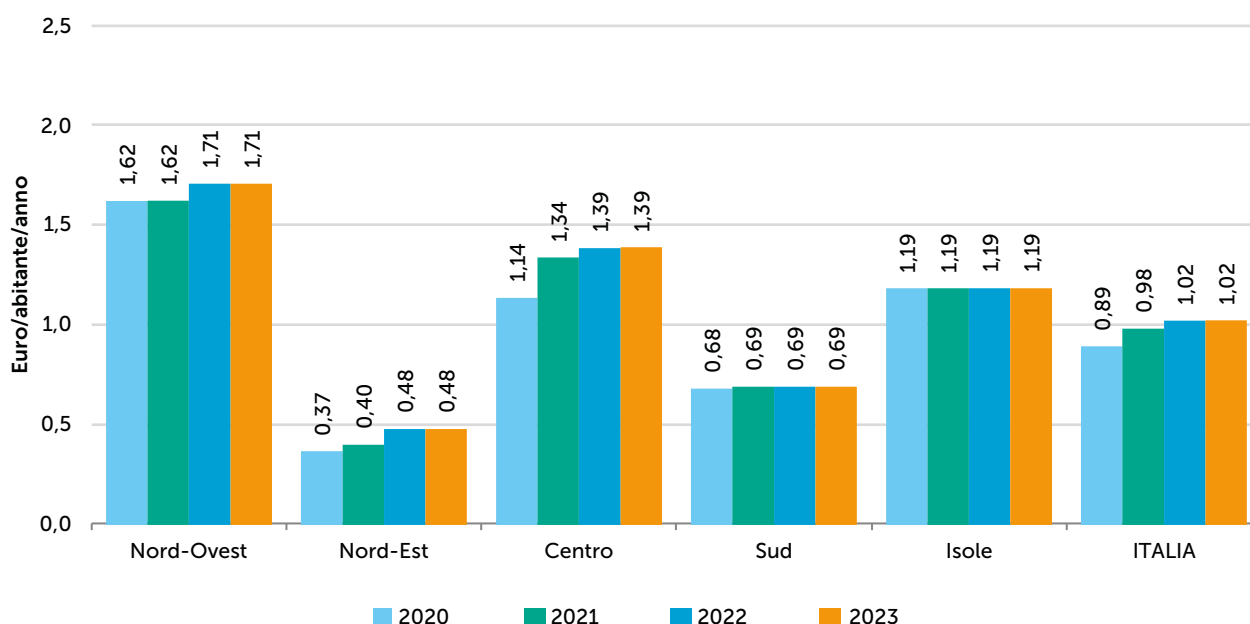
<sup>68</sup> Si rammenta che, su richiesta dell'Ente di governo dell'ambito, nel secondo periodo regolatorio 2016-2019 era possibile procedere al riconoscimento di premi per il raggiungimento di standard ulteriori e migliorativi considerati prioritari dal medesimo Ente, tenuto conto delle specificità 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.

Con il metodo tariffario per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 è stata poi introdotta la facoltà per gli Enti di governo di ricomprendere tra i costi ammessi al riconoscimento tariffario, nell'ambito della componente  $Opex_{OC}$ , anche gli oneri aggiuntivi connessi al raggiungimento degli obiettivi di miglioramento, previsti dal nuovo meccanismo incentivante di premi e penalità introdotto con la delibera 547/2019/R/idr, per le gestioni che si collocano in classi diverse dalla classe A. Di seguito viene analizzato l'impatto economico della regolazione della qualità contrattuale con riferimento al terzo periodo regolatorio 2020-2023<sup>69</sup>, considerando sia la componente  $Opex_{OC}$  per l'adeguamento delle Carte del servizio alla disciplina dell'RQSII (di seguito  $Opex_{OC}$  ex comma 18.9, lett. a), MTI-3), quantificata in funzione degli importi rendicontati con riferimento all'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).

Nella figura 5.82 viene riportata la valutazione, per area geografica, degli oneri aggiuntivi richiesti dagli Enti di governo dell'ambito per l'adeguamento agli standard di qualità contrattuale, da cui emerge una quantificazione complessiva media nazionale degli  $Opex_{OC}$  di circa 1 euro/abitante/anno (a eccezione del 2020, in cui la media registrata era pari a 89 centesimi di euro).

L'ammontare medio più elevato è richiesto per le gestioni del Nord-Est (con importi compresi tra 1,62 e 1,71 euro/anno per abitante), seguite dalle gestioni del Centro e delle Isole con importi pari, rispettivamente, nel biennio 2022-2023, a 1,39 e a 1,19 euro/abitante/anno. Le richieste di riconoscimento di oneri aggiuntivi più contenute si registrano per le gestioni del Nord-Est (con circa 0,45 euro/abitante/anno).

**FIG. 5.82** *Opex<sub>OC</sub> richiesti nel quadriennio 2020-2023 pro capite per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.

<sup>69</sup> Si precisa che la presente analisi è riferita al campione di 118 gestioni descritto al precedente paragrafo "Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità".

Analizzando i dati riportati nella tavola 5.25 emerge che, alla data del 23 maggio 2023, gli EGA hanno richiesto, nelle proprie proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, il riconoscimento di  $Opex_{OC}$  (sia per l'adeguamento agli standard previsti dall'RQSII, sia per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento introdotti a fine 2019) per 34 gestioni, per un ammontare complessivo pari a circa 78,2 milioni di euro per l'intero quadriennio 2020-2023; di tali proposte, alla medesima data, sono state oggetto di istruttoria e di conseguente approvazione da parte dell'Autorità quelle riferite a 13 gestioni che operano in tutte le aree a eccezione delle Isole, per un ammontare totale di  $Opex_{OC}$  riconosciuti nel quadriennio pari a circa 25,7 milioni di euro. Infine, è possibile notare che il riconoscimento tariffario di oneri aggiuntivi richiesto per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento associati ai macro-indicatori di qualità contrattuale risulta relativamente contenuto (10,5 milioni di euro).

**TAV. 5.25** *Opex<sub>OC</sub> per il quadriennio 2020-2023*

AREA GEOGRAFICA	GESTIONI CON $OPEX_{OC}$ IN PROPOSTA EGA (N.)	GESTIONI CON $OPEX_{OC}$ APPROVATI ARERA (N.)	AMMONTARE $OPEX_{OC}$ QUANTIFICATO DAGLI EGA PER IL QUADRIENNIO EX COMMA 18.9, LETT. A), MTI-3 (EURO)	AMMONTARE $OPEX_{OC}$ QUANTIFICATO DAGLI EGA PER IL QUADRIENNIO EX COMMA 18.9, LETT. B), MTI-3 (EURO)
<b>Nord-Ovest</b>	4	1	7.706.201	24.000
<b>Nord-Est</b>	16	8	6.391.121	366.138
<b>Centro</b>	11	3	31.610.656	10.039.689
<b>Sud</b>	2	1	14.901.519	90.000
<b>Isole</b>	1		7.074.045	-
<b>ITALIA</b>	34	13	67.683.542	10.519.827

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.





CAPITOLO

6



**STRUTTURA, TARIFFE  
E QUALITÀ NEL SETTORE  
DEI RIFIUTI URBANI**



Nel 2022, con l'approvazione della nuova metodologia tariffaria, di cui all'allegato A alla delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif (MTR-2), ha preso avvio il secondo periodo di regolazione tariffaria per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, caratterizzato dalla pianificazione economico-finanziaria del servizio su un orizzonte pluriennale. L'attività di istruttoria e di approvazione tariffaria dell'Autorità si è, pertanto, estesa al periodo 2022-2025, continuando a interessare una platea molto consistente di enti competenti e di ambiti tariffari.

Con l'MTR-2 l'Autorità ha anche introdotto una regolazione tariffaria asimmetrica per i servizi di trattamento dei rifiuti urbani in un'ottica di rafforzata attenzione al profilo infrastrutturale del settore e di promozione della capacità del sistema. Coerentemente con quanto previsto per il servizio integrato, gestori ed enti competenti interessati sono stati chiamati a trasmettere le prime predisposizioni tariffarie relative ai servizi di recupero e smaltimento, oggetto di valutazione e di approvazione da parte dell'Autorità.

Nel presente Capitolo sono illustrati:

- il monitoraggio, ai sensi dell'art. 5, comma 6, del decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, relativo al rispetto delle prescrizioni stabilite dalla disciplina di settore per la definizione del perimetro degli ambiti territoriali e per la costituzione degli Enti di governo dell'ambito;
- la struttura del settore in termini di mappatura dei soggetti iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità, evidenziandone la numerosità, la tipologia societaria e le attività svolte;
- le principali evidenze relative alle caratteristiche della produzione e della raccolta dei rifiuti, con particolare riguardo ai risultati in termini di percentuale di raccolta differenziata e di riciclo, elaborate a partire dai dati pubblicati da ISPRA nel Rapporto Rifiuti Urbani 2022;
- lo stato della trasmissione, da parte degli Enti territorialmente competenti, e dell'approvazione, da parte dell'Autorità, delle predisposizioni tariffarie relative al servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani per il primo e il secondo periodo regolatorio, con particolare attenzione al 2022-2025; sarà oggetto del presente Capitolo anche un aggiornamento sulla trasmissione delle proposte tariffarie relative ai servizi erogati dagli impianti di trattamento dei rifiuti urbani soggetti, a partire dal 2022, agli obblighi di predisposizione e trasmissione all'Autorità dei piani economico-finanziari, per la successiva approvazione da parte dell'Autorità medesima;
- la diffusione degli schemi regolatori di cui all'art. 3.1 del TQRIF<sup>1</sup> a partire da quanto dichiarato nelle predisposizioni tariffarie per il periodo regolatorio 2022-2025 di cui all'MTR-2.

## Monitoraggio degli assetti istituzionali locali

Le criticità riconducibili alla complessità della *governance* istituzionale locale nel settore del ciclo dei rifiuti sono note da tempo e recentemente il legislatore ha deciso di prevedere una nuova attività di monitoraggio *“sul rispetto delle prescrizioni stabilite dalla disciplina di settore per la definizione del perimetro degli ambiti territoriali e per la costituzione degli Enti di governo dell'ambito”*<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Il TQRIF è l'allegato A alla delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif.

<sup>2</sup> Art. 5, comma 6, del decreto legislativo 22 dicembre 2022, n. 201 ("Riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica").

Alla luce della richiamata prescrizione e al fine di fornire una rappresentazione dello stato di riordino degli assetti locali del settore rifiuti, si illustrano in questa sede i primi esiti dell'attività di monitoraggio effettuata dall'Autorità, attraverso l'acquisizione di dati e informazioni dalle regioni e dalle province autonome. Gli approfondimenti condotti hanno riguardato principalmente la delimitazione degli Ambiti territoriali ottimali (ATO), i profili di costituzione e operatività dei relativi Enti di governo d'ambito territoriale ottimale (EGATO), il rispetto dell'obbligo di partecipazione ai medesimi da parte degli enti locali, l'eventuale adozione di modelli alternativi o in deroga al modello degli ATO, nonché i casi di attivazione di poteri sostitutivi, secondo le previsioni della vigente normativa di settore.

Il quadro illustrato è in evoluzione e continuerà naturalmente a essere oggetto di specifici approfondimenti nel corso delle attività di monitoraggio degli assetti locali istituzionali che l'Autorità, in ossequio alla normativa vigente, intende svolgere in modo stabile, strutturato e secondo le cadenze previste dalla legge.

## Delimitazione degli ambiti territoriali ottimali

Il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i. (di seguito: DLgs n. 152/2006) prevede all'art. 196 che rientra tra le competenze delle regioni: *"g) la delimitazione, nel rispetto delle linee guida generali di cui all'articolo 195, comma 1, lettera m), degli ambiti territoriali ottimali per la gestione dei rifiuti urbani; [...]"*.

Lo stesso decreto legislativo, all'art. 199, comma 3, lett. f), stabilisce che i piani di gestione dei rifiuti prevedano *"la delimitazione di ogni singolo ambito territoriale ottimale sul territorio regionale"*.

In ordine all'organizzazione territoriale del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, l'art. 200 prescrive, inoltre:

*"1. La gestione dei rifiuti urbani è organizzata sulla base di ambiti territoriali ottimali, di seguito anche denominati ATO, delimitati dal piano regionale di cui all'articolo 199 [...], secondo i seguenti criteri:*

- a) superamento della frammentazione delle gestioni attraverso un servizio di gestione integrata dei rifiuti;*
- b) conseguimento di adeguate dimensioni gestionali, definite sulla base di parametri fisici, demografici, tecnici e sulla base delle ripartizioni politico-amministrative;*
- c) adeguata valutazione del sistema stradale e ferroviario di comunicazione al fine di ottimizzare i trasporti all'interno dell'ATO;*
- d) valorizzazione di esigenze comuni e affinità nella produzione e gestione dei rifiuti;*
- e) ricognizione di impianti di gestione di rifiuti già realizzati e funzionanti;*
- f) considerazione delle precedenti delimitazioni affinché i nuovi ATO si discostino dai precedenti solo sulla base di motivate esigenze di efficacia, efficienza ed economicità.*

*2. Le regioni, sentite le province e i comuni interessati, nell'ambito delle attività di programmazione e di pianificazione di loro competenza, entro il termine di sei mesi dalla data di entrata in vigore della parte quarta del presente decreto, provvedono alla delimitazione degli ambiti territoriali ottimali [...]. Il provvedimento è comunicato alle province e ai comuni interessati. [...]*

*7. Le regioni possono adottare modelli alternativi o in deroga al modello degli Ambiti territoriali ottimali laddove predispongano un piano regionale dei rifiuti che dimostri la propria adeguatezza rispetto agli obiettivi strategici previsti dalla normativa vigente [...]”.*

L’art. 3-bis del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, come convertito con legge 14 settembre 2011, n. 148 (di seguito: DL n. 138/2011), prevede, inoltre, che: *“1. A tutela della concorrenza e dell’ambiente, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano organizzano lo svolgimento dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica definendo il perimetro degli ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei tali da consentire economie di scala e di differenziazione idonee a massimizzare l’efficienza del servizio e istituendo o designando gli enti di governo degli stessi, entro il termine del 30 giugno 2012. La dimensione degli ambiti o bacini territoriali ottimali di norma deve essere non inferiore almeno a quella del territorio provinciale. Le regioni possono individuare specifici bacini territoriali di dimensione diversa da quella provinciale, motivando la scelta in base a criteri di differenziazione territoriale e socio-economica e in base a principi di proporzionalità, adeguatezza ed efficienza rispetto alle caratteristiche del servizio [...]”.*

Il DLgs n. 201/2022 ha introdotto, poi, previsioni che costituiscono disciplina generale dei servizi di interesse economico generale prestati a livello locale, integrando le normative di settore e, in caso di contrasto, prevalendo su di esse, nel rispetto del diritto dell’Unione europea, salvo che non siano previste specifiche norme di salvaguardia e prevalenza della disciplina di settore. Il citato decreto, all’art. 5, commi 1 e 2, ha previsto che: *“1. Ferme restando le disposizioni regionali, nelle città metropolitane è sviluppata e potenziata la gestione integrata sul territorio dei servizi pubblici locali di rilevanza economica ivi compresa la realizzazione e gestione delle reti e degli impianti funzionali. A tal fine, il comune capoluogo può essere delegato dai comuni ricompresi nella città metropolitana a esercitare le funzioni comunali in materia di servizi pubblici locali di rilevanza economica per conto e nell’interesse degli altri comuni. 2. Le regioni incentivano, con il coinvolgimento degli enti locali interessati, la riorganizzazione degli ambiti o bacini di riferimento dei servizi pubblici locali a rete di propria competenza, anche tramite aggregazioni volontarie, superando l’attuale assetto e orientandone l’organizzazione preferibilmente su scala regionale o comunque in modo da consentire economie di scala o di scopo idonee a massimizzare l’efficienza del servizio [...]”.*

Sulla scorta del quadro normativo citato, appare, pertanto, opportuno evidenziare come la normativa vigente preveda l’individuazione di ATO di dimensioni non inferiori al territorio delle province o delle città metropolitane, ancorando a specifici parametri la possibilità di individuare ambiti territoriali ottimali di dimensioni diverse, e incentivando, peraltro, le regioni a una riorganizzazione preferibilmente su scala regionale degli ambiti dei servizi pubblici locali a rete.

Dall’attività di monitoraggio del quadro legislativo regionale in materia di organizzazione del servizio di gestione dei rifiuti e dall’analisi delle informazioni acquisite dai soggetti territorialmente competenti, è risultato che la quasi totalità delle regioni e delle province autonome ha provveduto a delimitare gli Ambiti territoriali ottimali e che le scelte adottate a livello territoriale non sono uniformi sul territorio nazionale. È possibile, tuttavia, seppure non agevolmente per via dei rilevanti fattori di differenziazione presenti, individuare alcuni elementi di sintesi al fine di fornire un quadro d’insieme:

- la prevalenza della scelta del modello di ATO unico per il territorio di pertinenza. In 13 Regioni (Valle d’Aosta, Piemonte, Liguria, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Umbria, Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata, Calabria e Sardegna) e in 1 Provincia autonoma (Bolzano) è stato individuato un ambito territoriale unico, corrispondente con il pertinente territorio della regione o della provincia autonoma;

- in 5 Regioni (Toscana, Marche, Lazio, Campania e Sicilia) si è, invece, optato per l'individuazione di un modello di ATO a carattere sub-regionale, con un dimensionamento territoriale differente fra le Regioni (sovra-provinciale, provinciale o sub-provinciale). In particolare:
  - in 2 Regioni (Marche, Lazio) è a oggi prevista una pluralità di ATO, di dimensioni non inferiori al territorio delle province o città metropolitane;
  - in una sola Regione (Toscana) sono presenti ATO di livello sovra-provinciale;
  - in 2 regioni (Campania, Sicilia) si riscontra la ripartizione del territorio regionale in più ambiti, alcuni dei quali – come dettagliato nella successiva tavola 6.1 – di dimensioni inferiori al territorio delle corrispondenti province o città metropolitane. In particolare, in Campania sono compresenti ATO di livello provinciale e sub-provinciale (7 ATO, di cui 4 provinciali, corrispondenti ai territori delle Province di Avellino, Caserta, Benevento e Salerno, e 3 ATO sub-provinciali, in cui è suddiviso il territorio della Città metropolitana di Napoli); in Sicilia gli ambiti sono 18 e sono di livello prevalentemente sub-provinciale<sup>3</sup>.

Con riferimento, invece, ai soggetti territorialmente competenti che non hanno finora delimitato gli Ambiti territoriali ottimali, si evidenzia che:

- in Lombardia è stato adottato un modello alternativo o in deroga a quello degli Ambiti territoriali ottimali, ai sensi del comma 7 dell'art. 200 del DLgs n. 152/2006. La Regione Lombardia, in particolare, ha adottato un modello in cui sono i Comuni a organizzare la gestione dei rifiuti urbani e ad affidare il relativo servizio, *"nel rispetto delle indicazioni fornite dalla programmazione regionale e dalle linee guida regionali"*<sup>4</sup>. Il Programma regionale di gestione dei rifiuti vigente, approvato con delibera della Giunta regionale 23 maggio 2022, n. 6804, favorisce l'aggregazione dei Comuni, *"sia attraverso aggregazioni volontarie di enti locali che possono essere incentivate da Regione Lombardia mediante opportune forme di sostegno, sia attraverso la collaborazione con altri attori, istituzionali e non, con cui implementare azioni funzionali al conseguimento degli obiettivi"*;
- nella Provincia autonoma di Trento, infine, la normativa di riferimento (LP n. 3/2006) individua l'Ambito territoriale ottimale, coincidente con l'intero territorio provinciale, solo ed esclusivamente, però, per i segmenti relativi al trasporto, al trattamento e allo smaltimento dei rifiuti urbani. Il provvedimento legislativo *de quo* prevede che il servizio di raccolta venga organizzato sulla base di ambiti territoriali ottimali, individuati mediante intesa definita con il Consiglio autonomie locali. In mancanza della predetta intesa, tuttavia, i citati ATO non sono stati ancora individuati<sup>5</sup>.

<sup>3</sup> La delimitazione territoriale degli ATO di Enna, Ragusa e Siracusa corrisponde al territorio delle rispettive Province.

<sup>4</sup> La Regione Lombardia ha dato conto dell'adeguatezza del PRGR rispetto agli obiettivi strategici previsti dalla normativa vigente, riferendo, in particolare, che: *"La pianificazione regionale per la gestione dei rifiuti concorre all'attuazione dei programmi comunitari in materia di sviluppo sostenibile ed è elaborata secondo logiche di autosufficienza, programmazione integrata, protezione ambientale, sicurezza, economicità e in base a criteri di flessibilità del sistema di recupero e smaltimento. La pianificazione, inoltre, persegue la riduzione della quantità dei rifiuti prodotti e l'effettivo recupero di materia e di energia, sostiene l'innovazione tecnologica e valorizza le esperienze del sistema industriale lombardo. Con riferimento alla gestione dei rifiuti urbani il Programma contiene, in particolare, la valutazione dei flussi, ivi compresa la destinazione finale degli stessi per i diversi scenari evolutivi delineati al 2027, la valutazione dell'autosufficienza impiantistica sia per i rifiuti urbani che per i rifiuti decadenti dal loro trattamento. [...] il modello lombardo ha consentito di raggiungere elevati livelli di qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani [...] Con riferimento agli obiettivi definiti dal pacchetto delle direttive sull'economia circolare le valutazioni effettuate dal Programma hanno portato a stimare una percentuale di riciclo raggiunta nel 2019 pari a 54,9%, [...] Il modello lombardo ha consentito la realizzazione di circa 3.000 impianti privati di cui 1.850 che trattano rifiuti urbani (e in tal caso anche speciali) e di cui 10 inceneritori dedicati anche al rifiuto urbano residuo. Tale disponibilità impiantistica ha permesso di garantire la piena autosufficienza nella gestione dei rifiuti urbani e di quelli decadenti dal loro trattamento. [...] Tale sistema ha garantito negli anni, data la capacità di assorbire la richiesta di trattamento sul territorio, delle tariffe al cittadino più vantaggiose rispetto a quelle applicate nella maggior parte delle altre regioni. Di fatto, quindi, il modello lombardo che non prevede l'istituzione degli ATO ha permesso di raggiungere risultati di eccellenza. Il Programma di gestione dei rifiuti, nell'ambito della procedura di VAS, prevede che venga effettuato un monitoraggio con cadenza triennale. Tale attività garantirà di conoscere lo stato di fatto e l'evoluzione del sistema di gestione e la valutazione dello stato di attuazione degli obiettivi e azioni definiti dalla pianificazione, fondamentale per avere gli strumenti necessari per eventualmente riorientare i contenuti della pianificazione stessa"*.

<sup>5</sup> La Provincia di Trento, peraltro, ha rappresentato che *"è in corso l'iter di approvazione di una normativa volta alla definizione dell'ATO provinciale e dei relativi organismi di governo, con una radicale riorganizzazione del servizio finalizzata a un efficientamento generale del sistema"*. Inoltre, secondo quanto è stato evidenziato dagli uffici provinciali, il quinto aggiornamento del piano provinciale di gestione dei rifiuti, approvato con delibera della Giunta provinciale n. 1506/2022, prevede nell'orizzonte temporale 2022-2027 *"la riorganizzazione territoriale della gestione dei rifiuti, con un unico ATO provinciale, eventualmente suddiviso in n. 5 sub-ATO secondo una logica territoriale di gestione per singola vallata"* (Valle del Noce; Valle dell'Avisio; Valle del Brenta e Primiero; Valle del Sarca e del Chiese; Valle dell'Adige).

La tavola 6.1, elaborata sulla base delle risposte dei soggetti territorialmente competenti e del monitoraggio della normativa regionale vigente, mostra il carattere eterogeneo delle scelte di delimitazione degli ATO, operate a livello territoriale, evidenziando, per completezza, le diffuse presenze di articolazioni dimensionali degli ATO anche a carattere regionale (tutte definite con il termine di "sub-ambiti" per indicare, al di là della differente terminologia utilizzata nei diversi provvedimenti normativi regionali, il carattere di aree relative a un territorio inferiore a quello dell'ATO).

**TAV. 6.1** Delimitazione degli ATO

REGIONE	ATO	SUB-AMBITI	NUMERO COMUNI	POPOLAZIONE REGIONALE (ABITANTI)
<b>Abruzzo</b>	ATO unico regionale	La normativa regionale prevede che il Piano d'ambito possa individuare ambiti territoriali ottimali per l'affidamento dei servizi per la gestione integrata dei rifiuti <sup>6</sup>	305	1.269.860
<b>Basilicata</b>	ATO unico regionale	Secondo la normativa vigente, il Piano d'ambito può prevedere aree di raccolta per le funzioni inerenti alla raccolta differenziata, al trasporto e all'avvio a specifico trattamento delle raccolte differenziate, a esclusione del rifiuto organico, alla raccolta e al trasporto dei rifiuti urbani residuali indifferenziati e alle strutture a servizio della raccolta differenziata <sup>7</sup>	131	536.659
<b>Calabria</b>	ATO unico regionale	14 ambiti di raccolta ottimali <sup>8</sup>	404	1.841.300
<b>Campania<sup>9</sup></b>	ATO Napoli 1	Ciascuno degli ATO può essere articolato – su proposta dei Comuni e con delibera dell'Ente d'ambito – in aree omogenee, denominate sub-ambiti distrettuali (SAD) <sup>10</sup>	9	5.624.260
	ATO Napoli 2		24	
	ATO Napoli 3		59	
	ATO Avellino		114	
	ATO Benevento		79	
	ATO Caserta		104	
	ATO Salerno		161	
<b>Emilia-Romagna</b>	ATO unico regionale	16 bacini gestionali <sup>11</sup>	330	4.426.929

(segue)

6 La Regione Abruzzo ha evidenziato che: "La normativa regionale ribadisce la possibilità, già prevista dal DL n. 1/2012, art. 24, comma 4, di affidamento disgiunto del servizio di gestione integrata dei rifiuti. L'esercizio di tale opzione è, tuttavia, rimessa a valutazioni legate alla complessiva efficienza ed economicità dei servizi e, quindi, al raggiungimento di adeguate dimensioni gestionali. Tali valutazioni, secondo la disciplina regionale abruzzese, sono rimesse al Piano d'ambito, nel contesto del quale deve essere individuato, l'ambito territoriale ottimale per l'affidamento dei servizi per la gestione integrata dei rifiuti, delle opere e degli impianti da realizzare necessari per il raggiungimento dell'autosufficienza nello stesso (art. 15, comma 3, lett. b), LR n. 36/2013".

7 La LR Basilicata 16 novembre 2018, n. 35, all'art. 19 (Ambito territoriale ottimale e aree di raccolta) stabilisce che: "1. Ai fini dell'organizzazione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani il territorio della Regione è così organizzato:

a) Ambito territoriale ottimale, coincidente con il territorio della Regione Basilicata, per le funzioni inerenti la realizzazione e la gestione degli impianti a tecnologia complessa, intendendosi per tali gli impianti di trattamento del rifiuto organico, gli impianti di trattamento della frazione residuale indifferenziata, gli impianti finalizzati all'utilizzo energetico dei rifiuti, inclusi gli impianti di produzione del combustibile derivato da rifiuti, e le discariche, anche esaurite, nonché le funzioni inerenti l'avvio a trattamento della frazione residuale indifferenziata del rifiuto organico;

b) Aree di raccolta, definite dal piano d'ambito, per le funzioni inerenti, la raccolta differenziata, il trasporto e l'avvio a specifico trattamento delle raccolte differenziate, a esclusione del rifiuto organico, la raccolta e il trasporto dei rifiuti urbani residuali indifferenziati e le strutture a servizio della raccolta differenziata".

8 Dal riscontro della Regione Calabria emerge che "Nel Piano [PRGR aggiornato con delibera della Giunta regionale 20 aprile 2023, n. 181] si confermano gli Ambiti di raccolta ottimale (ARO) individuati nel piano gestionale di gestione dei rifiuti del 2016 [...] Il Piano del 2016, per come modificato nel 2019, ha suddiviso nelle seguenti ARO le province calabresi: ARO Cosenza (1 Alto Tirreno Cosenentino; 2 Castrovillari; 3 Sibaritide; 4 Cosenza Rende; 5 Presila Cosentina; 6 Appennino Paolano); ARO Catanzaro (1 Catanzaro; 2 Lamezia Terme; 3 Soverato); ARO Città metropolitana (1 Locride Area Grecanica; 2 Piani di Gioia Tauro; 3 Reggio Calabria); ARO Crotone; ARO Vibo Valentia".

9 La Regione Campania ha riferito che "la delimitazione degli ATO Napoli 1, Napoli 2 e Napoli 3 è stata considerata identificabile con la perimetrazione degli ambiti territoriali già esistenti, come indicata nell'allegato A della LR n. 5/2014, per il territorio della Città metropolitana di Napoli, sulla base della facoltà della Regione di definire ATO di dimensione diversa rispetto ai confini provinciali, nel rispetto delle disposizioni di cui all'art. 3-bis del DL n. 138/2011".

10 Cfr. LR Campania 26 maggio 2016, n. 14, art. 24, ai sensi del quale: "1. Al fine di consentire in base alle diversità territoriali, una maggiore efficienza gestionale ed una migliore qualità del servizio all'utenza, ciascun ATO può essere articolato in aree omogenee, denominate sub-ambiti distrettuali (SAD), con riferimento ai criteri di ottimizzazione del ciclo o di suoi segmenti funzionali, in conformità a criteri e parametri indicati nel Piano regionale di gestione dei rifiuti ai sensi dell'articolo 200 commi 1 e 7 del decreto legislativo 152/2006. 2. L'articolazione dell'ATO in sub-ambiti distrettuali è deliberata dall'Ente d'ambito, sentiti i Comuni interessati, nel rispetto delle indicazioni generali del PRGRU e sentita la Regione. [...] 4. I Comuni ricadenti nel SAD possono regolare i rispettivi rapporti di collaborazione per la gestione associata di servizi su base distrettuale mediante stipula di convenzioni ai sensi dell'articolo 30 del decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267 [...] 6. I Comuni di Napoli, Avellino, Benevento, Caserta e Salerno possono costituirsi in SAD ai fini della presente legge. [...] 6-bis. I Comuni capoluogo costituiti in SAD procedono all'individuazione del soggetto gestore nel rispettivo territorio, salve diverse determinazioni in sede di convenzione con l'EdA, anche con riferimento a singoli segmenti del ciclo [...]".

11 La Regione Emilia-Romagna ha dichiarato che: "Con la stessa LR n. 23/2011 è inoltre previsto che, all'interno di tale ambito, l'individuazione dei bacini gestionali del servizio sia stabilita da ATERSIR in attuazione a quanto previsto all'art. 8, comma 6, lettera a) della richiamata legge. A oggi sono stati individuati 16 (sedici) bacini gestionali".

REGIONE	ATO	SUB-AMBITI	NUMERO COMUNI	POPOLAZIONE REGIONALE (ABITANTI)
<b>Friuli-Venezia Giulia</b>	ATO unico regionale	La normativa regionale prevede che l'Ente di governo dell'ambito possa individuare ambiti di affidamento di dimensione almeno provinciale <sup>12</sup>	215	1.192.191
<b>Lazio</b>	ATO Frosinone		91	5.592.175
	ATO Latina		33	
	ATO Rieti		73	
	ATO Città metropolitana di Roma <sup>13</sup>		121	
	ATO Viterbo		60	
<b>Liguria</b>	ATO unico regionale <sup>14</sup>	Area omogenea Spezzina	32	1.502.624
		Area omogenea metropolitana di Genova	67	
		Area omogenea Savonese	32	
		Area omogenea Imperiese	69	
<b>Lombardia</b>	Modello alternativo agli ATO, ai sensi dell'art. 200, comma 7, del DLgs n. 152/2006		1.504	9.950.742
<b>Marche</b>	ATO 1 Pesaro Urbino		51	1.480.839
	ATO 2 Ancona		46	
	ATO 3 Macerata		56	
	ATO 4 Fermo		40	
	ATO 5 Ascoli Piceno		33	
<b>Molise</b>	ATO unico regionale	La normativa regionale (LR n. 1/2016) definisce, all'interno del territorio regionale, 8 Ambiti territoriali ottimali (Alto medio Sannio; Basso Molise; Cigno; Cintura Campobasso; Cintura Isernia; Fortore; Matese; Volturno) <sup>15</sup>	136	289.840
<b>Piemonte</b>	ATO unico regionale	Secondo le previsioni della normativa regionale, l'Ambito territoriale ottimale, costituito dal territorio regionale, è articolato in 21 sub-ambiti di area vasta <sup>16</sup>	1.181	4.240.736

(segue)

- 12 Cfr. LR Friuli-Venezia Giulia 15 aprile 2016, n. 5, art. 6 (Assemblea regionale d'ambito), comma 7, lettera j).
- 13 In proposito, tuttavia, si segnala la disciplina specifica prevista dall'art. 4 della legge regionale Lazio 25 luglio 2022, n. 14, "Disciplina degli Enti di governo d'ambito territoriale ottimale per la gestione integrata dei rifiuti urbani", per la gestione dei rifiuti nel territorio di Roma Capitale, che impegna la Regione ad adeguare il PRGR, individuando due distinti ATO, uno per il territorio di Roma Capitale e uno per il restante territorio della Città metropolitana di Roma Capitale, per la gestione in forma separata del servizio di raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani nei rispettivi territori. Il citato art. 4, infatti, attribuisce a Roma Capitale l'esercizio delle funzioni concernenti la gestione dei rifiuti urbani nel proprio territorio, secondo le modalità definite ai sensi del rispettivo ordinamento e nel rispetto dei principi previsti dalla legge regionale in esame, dal DLgs n. 152/2006 e dall'art. 13 del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50.
- 14 Ai sensi della LR Liguria 24 febbraio 2014, n. 1, art. 14 (Definizione degli ambiti territoriali ottimali per la gestione dei servizi di gestione rifiuti urbani), comma 1: "A fini dell'organizzazione dei servizi di gestione integrata dei rifiuti urbani ed in attuazione delle disposizioni nazionali vigenti in materia, la Regione individua l'ambito regionale unico, corrispondente all'intero territorio regionale, articolato in quattro aree, coincidenti con il territorio della Città metropolitana e delle tre Province liguri".
- 15 La Regione Molise ha riferito che "In materia di organizzazione istituzionale del servizio rifiuti, si richiama la legge regionale n. 1/2016, recante "Disciplina dell'esercizio associato delle funzioni e dei servizi comunali", con la quale la Regione Molise ha avviato un processo di riordino degli assetti amministrativi, in attuazione della L. 56/2014 e dell'art. 14, comma 27 e ss.mm.ii., del DL n. 78/2010. In base alla suddetta normativa regionale, i comuni sono chiamati ad adempiere all'obbligo di esercizio associato delle funzioni fondamentali (tra le quali figura l'organizzazione del servizio rifiuti urbani), attraverso unioni di comuni o convenzione associativa, sulla base della dimensione territoriale individuata dalla Regione. Tali ambiti territoriali sono definiti dall'art. 4 della citata LR n. 1/2016, che ne individua 8 (Alto medio Sannio, Basso Molise, Cigno, Cintura Campobasso, Cintura Isernia, Fortore, Matese, Volturno). Ai fini dell'organizzazione del servizio rifiuti, tali ambiti possono essere considerati alla stregua di sub-ambiti interni all'ATO regionale molisano".
- 16 La Regione Piemonte ha riferito, in particolare, che: "Ai fini dell'organizzazione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, la legge regionale n. 1/2018 e s.m.i. prevede (all'articolo 7):
- un ambito regionale, coincidente con il territorio della Regione, per le funzioni inerenti alla individuazione e alla realizzazione, laddove mancanti o carenti, degli impianti a tecnologia complessa come definiti dalla norma regionale, dell'avvio a trattamento della frazione residuale indifferenziata, del rifiuto ingombrante e del rifiuto organico, dell'affidamento della gestione delle discariche esaurite;
  - diversi sub-ambiti di area vasta, (delimitati da apposito allegato alla norma regionale in via di prima attuazione e coincidenti con il territorio dei consorzi di bacino di cui all'abrogata LR n. 24/2002, attualmente costituiti) per le funzioni inerenti alla prevenzione della produzione dei rifiuti urbani, alla riduzione, alla raccolta differenziata, al trasporto e all'avvio a specifico trattamento delle raccolte differenziate (a eccezione del rifiuto organico e di quello ingombrante che competono all'ATO regionale)" e che "[...] con riferimento alla delimitazione in ambiti territoriali ottimali, la legge regionale n. 1/2018 e s.m.i., ha disposto la riorganizzazione della governance del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani in ambiti di area vasta, ed in un unico ambito regionale".

REGIONE	ATO	SUB-AMBITI	NUMERO COMUNI	POPOLAZIONE REGIONALE (ABITANTI)
<b>Puglia</b>	ATO unico regionale	La normativa regionale dispone l'organizzazione delle filiere della raccolta, spazzamento e trasporto a livello di Ambiti di raccolta ottimale (ARO). Risultano presenti 38 ARO <sup>17</sup>	257	3.900.852
<b>Sardegna</b>	ATO unico regionale <sup>18</sup>		377	1.575.028
<b>Sicilia</b>	ATO Agrigento Provincia Est		26	4.802.016
	ATO Agrigento provincia Ovest		17	
	ATO Caltanissetta Provincia Nord		15	
	ATO Caltanissetta Provincia Sud		8	
	ATO Catania Area metropolitana		28	
	ATO Catania Provincia Nord		15	
	ATO Catania Provincia Sud		15	
	ATO Provincia Enna		19	
	ATO Messina Area metropolitana		47	
	ATO Messina Isole Eolie		4	
	ATO Messina Provincia		57	
	ATO Palermo Area metropolitana		21	
	ATO Palermo Provincia Est		38	
	ATO Palermo Provincia Ovest		23	
	ATO Ragusa		12	
	ATO Siracusa		21	
	ATO Trapani Provincia Nord		13	
ATO Trapani Provincia Sud		11		
<b>Toscana</b>	ATO Toscana Centro		65	3.651.152
	ATO Toscana Costa		100	
	ATO Toscana Sud		104	

(segue)

17 La Regione Puglia ha riferito che: "Con LR n. 20/2016, di modifica della LR n. 24/2012, il legislatore regionale è intervenuto unificando i n. 6 ATO provinciali in un unico (n. 1) ATO coincidente con l'intero territorio regionale, garantendo una disciplina organica ed unitaria nella gestione del ciclo dei rifiuti sull'intero territorio regionale, ed in particolare nei servizi di trattamento, recupero, riciclo e smaltimento. [...] Con la legge regionale n. 20/2016, il legislatore regionale ha provveduto alla definizione di un nuovo modello di governance anche per il primo segmento del ciclo dei rifiuti urbani, ovvero per i servizi di raccolta spazzamento e trasporto dei rifiuti urbani, individuando le Aree omogenee, quali organi associativi deputati alla gestione di tali servizi, caratterizzate da una perimetrazione ed un modello gestionale ed organizzativo da definirsi successivamente con provvedimenti attuativi regionali". Da quanto dichiarato dalla Regione, risulta che la perimetrazione di n. 38 ARO sia stata effettuata con la delibera della Giunta regionale 23 ottobre 2012, n. 2147 e s.m.i.

18 Secondo quanto evidenziato dalla Regione Sardegna: "[...] il vigente Piano regionale di gestione dei rifiuti - sezione rifiuti urbani è stato approvato dalla Giunta regionale con deliberazione n. 69/15 del 23.12.2016. Il medesimo ha perimetrato un unico Ambito territoriale ottimale coincidente con l'intero territorio regionale".

REGIONE	ATO	SUB-AMBITI	NUMERO COMUNI	POPOLAZIONE REGIONALE (ABITANTI)
Umbria	ATO unico regionale <sup>19</sup>	ATO 1 <sup>20</sup>	14	854.137
		ATO 2	24	
		ATO 3	22	
		ATO 4	32	
Valle d'Aosta	ATO unico regionale <sup>21</sup>	sub-ATO A	18	122.955
		sub-ATO B	21	
		sub-ATO C – Città di Aosta	1	
		sub-ATO D	21	
		sub-ATO E	13	
Veneto	ATO unico regionale	La normativa regionale assegna alla Giunta regionale l'approvazione del riconoscimento dei bacini territoriali per l'esercizio in forma associata delle funzioni di organizzazione e controllo del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani <sup>22</sup> . Ne sono stati individuati 12: Belluno; Venezia Ambiente; Sinistra Piave; Destra Piave – Priula; Brenta; Padova Centro; Padova Sud; Vicenza; Verona Città; Verona Sud; Verona Nord; Rovigo	563	4.838.253
Provincia autonoma di Bolzano	ATO unico provinciale <sup>23</sup>		116	533.267
Provincia autonoma di Trento	Solo per trasporto, trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani indifferenziati è stato individuato un ATO unico regionale. Per i segmenti dello spazzamento, raccolta e trasporto non risulta individuato alcun ATO <sup>24</sup>	I Comuni della provincia sono suddivisi in 12 bacini di raccolta	166	542.050

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni di regioni e province autonome.

19 Ai sensi della LR Umbria 17 maggio 2013, n. 11, art. 2 (Ambito territoriale ottimale): "L'intero territorio regionale costituisce Ambito territoriale ottimale, ai sensi e per gli effetti degli articoli 147, 196, comma 1, lettera g) e 200 del DLgs n. 152/2006, nonché dell'articolo 3-bis del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 (Ulteriori misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo) convertito, con modificazioni, dalla legge 14 settembre 2011, n. 148".

20 La Regione Umbria ha riferito che: "[...] la gestione è specificata a livello di sub-ambiti, coincidenti con gli ex ATI".

21 La LR Valle d'Aosta 3 dicembre 2007, n. 31, all'art. 7 (Sistema integrato di gestione dei rifiuti), stabilisce che: "La Regione costituisce Autorità di ambito territoriale ottimale unico (ATO) per le fasi di smaltimento e recupero finale dei rifiuti urbani [...] 3. Le Comunità montane e il Comune di Aosta costituiscono Autorità di sotto ambito territoriale ottimale (sub-ATO) per le fasi di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani [...]". La Regione Valle d'Aosta ha riferito, in proposito, che: "la delimitazione dei sub-ATO è stata successivamente modificata con leggi regionali e deliberazioni di giunta fino ad arrivare alla configurazione attuale di 5 sub-ATO di cui si riportano di seguito sinteticamente: sub-ATO A [...], sub-ATO B [...]; sub-ATO C [...]; sub-ATO D [...]; sub-ATO E [...]".

22 Secondo quanto riferito dalla Regione Veneto: "Con la legge regionale 31 dicembre 2012, n. 52, [...] è stato sancito che l'Ambito territoriale ottimale, ai sensi dell'articolo 199, comma 3, lettera f), del DLgs 3 aprile 2006, n. 152, è l'intero territorio regionale. Nell'intento di favorire, accelerare e garantire l'unificazione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani sul territorio regionale, in forza dell'art. 3, co. 1-ter della LR n. 52/2012, è stato demandato alla Giunta regionale il riconoscimento dei bacini territoriali per l'esercizio in forma associata delle funzioni di organizzazione e controllo del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani a livello provinciale, infraprovinciale o interprovinciale, in base al criterio di differenziazione territoriale e socio-economica ai sensi dell'articolo 3-bis, comma 1, del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 [...]. Con le delibere di Giunta regionale n. 13 del 21 gennaio 2014 e n. 288 del 10 marzo 2015 è stata data attuazione alla citata LR n. 52/2012 e s.m.i. e definita l'attuale organizzazione del territorio regionale, suddiviso in 12 bacini di gestione al fine di favorire l'unificazione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani". I 12 bacini individuati sono i seguenti: Belluno; Venezia Ambiente; Sinistra Piave; Destra Piave – Priula; Brenta; Padova Centro; Padova Sud; Vicenza; Verona Città; Verona Sud; Verona Nord; Rovigo.

23 Ai sensi dell'art. 7-bis (Ambito territoriale ottimale e autorità d'ambito per la gestione integrata dei rifiuti urbani) della LP Bolzano 16 novembre 2017, n. 18, come modificata dalla LP n. 1/2023: "Al fine di organizzare i servizi di gestione integrata dei rifiuti urbani e in attuazione delle disposizioni statali vigenti, la Provincia autonoma di Bolzano individua un unico Ambito territoriale ottimale, corrispondente all'intero territorio provinciale". La Provincia autonoma ha, altresì, riferito che "La corrispondenza tra territorio provinciale e Ambito territoriale ottimale è fissata nella deliberazione della Giunta provinciale 18 luglio 2005, n. 2594 – 2° aggiornamento al piano provinciale gestione rifiuti, capitolo 4 dell'aggiornamento al piano: "L'ambito territoriale ottimale per la gestione dei rifiuti urbani è la Provincia".

24 Secondo quanto riferito dalla Provincia autonoma di Trento: "La legge provinciale di riferimento sulla gestione integrata dei rifiuti urbani è la LP n. 3/2006. In particolare, l'art. 13, comma 6 della citata legge prevede l'organizzazione del ciclo dei rifiuti sulla base di ambiti territoriali ottimali (ATO) individuati mediante intesa definita con il Consiglio autonomie locali. L'art. 13-bis, comma 1 prevede che l'Ambito territoriale ottimale coincide con l'intero territorio provinciale per le attività di trasporto, trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani indifferenziati. Tuttavia, in mancanza dell'intesa con il Consiglio autonomie locali, non è ancora stato attivato l'Ambito territoriale ottimale anche per la parte di servizio relativa alla raccolta". La Provincia, inoltre, ha dato conto dell'avvio dell'iter di approvazione di "una normativa volta alla definizione dell'ATO provinciale e dei relativi organismi di governo, con una radicale riorganizzazione del servizio finalizzata a un efficientamento generale del sistema".



In particolare, esaminando le dimensioni degli ATO attualmente delimitati dalle pertinenti legislazioni regionali (come riassunte nella precedente tavola 6.1), emergerebbe la presenza di ATO di livello sub-provinciale o inferiore al territorio della città metropolitana, nei casi riportati nella successiva tavola 6.2.

**TAV. 6.2** *Delimitazione degli ATO (ATO sub-provinciali)*

REGIONE CAMPANIA <sup>25</sup>	
AMBITO TERRITORIALE OTTIMALE	NOTE SU DELIMITAZIONE ATO
ATO Napoli 1	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Napoli 2	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Napoli 3	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
REGIONE SICILIA	
AMBITO TERRITORIALE OTTIMALE	NOTE SU DELIMITAZIONE ATO
ATO Agrigento Provincia Est	ATO di dimensione sub-provinciale
ATO Agrigento Provincia Ovest	ATO di dimensione sub-provinciale
ATO Caltanissetta Provincia Nord	ATO di dimensione sub-provinciale
ATO Caltanissetta Provincia Sud	ATO di dimensione sub-provinciale
ATO Catania Area metropolitana	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Catania Provincia Nord	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Catania Provincia Sud	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Messina Area metropolitana	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Messina Isole Eolie	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Messina Provincia	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Palermo Area metropolitana	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Palermo Provincia Ovest	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Palermo Provincia Est	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Trapani Provincia Nord	ATO di dimensione sub-provinciale
ATO Trapani Provincia Sud	ATO di dimensione sub-provinciale

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni di regioni e province autonome.

Come si evince dalle tabelle precedenti, sotto il profilo organizzativo gran parte delle regioni ha optato anche per la suddivisione degli ATO in sub-ATO, ovvero per l'adozione di modelli di organizzazione che prevedono la gestione di alcune fasi del ciclo dei rifiuti a un livello inferiore all'ATO. La presenza di sub-ambiti è generalmente connessa a una suddivisione della competenza sui diversi segmenti della filiera del ciclo dei rifiuti, con lo svolgimento ai livelli di sub-ATO delle funzioni organizzative e di affidamento generalmente delle fasi di spazzamento, raccolta e trasporto dei rifiuti urbani e il mantenimento a livello di ATO della gestione delle sole fasi di trattamento.

25 Ai sensi dell'art. 23 della LR Campania n. 14/2016: "2. Gli ATO sono delimitati in riferimento all'obiettivo del raggiungimento di economie di scala e differenziazione, tenuto conto prioritariamente dei principi di autosufficienza e di prossimità, secondo i seguenti parametri: a) caratteristiche di ciascun territorio in base ai fattori fisici, demografici, tecnici e di ripartizione politico-amministrativa che si conciliano con il principio di autosufficienza nella gestione delle principali fasi di gestione dei rifiuti a eccezione della fase residuale di smaltimento finale da realizzare su scala regionale e minimizzare progressivamente; b) localizzazione delle strutture di supporto dei servizi di raccolta e trasporto dei rifiuti; c) localizzazione e potenzialità autorizzata ed effettiva degli impianti di compostaggio e di trattamento meccanico manuale, attuali e programmati; d) esigenze specifiche di raccolta e smaltimento in relazione a dislivello altimetrico: pianura, collina, montagna; distribuzione degli insediamenti abitativi e densità abitativa: centri, nuclei e case sparse; tipologia di edifici: condomini, case isolate, villette a schiera; struttura rete viaria: tempi di percorrenza; presenza di attività commerciali e terziarie: centri commerciali, attività turistica".

Dalle risposte fornite dalle regioni, in particolare, si registra la presenza di sub-ambiti, variamente denominati (aree di raccolta ottimali, aree omogenee, bacini gestionali, sub-ambiti), in pressoché tutte le Regioni che hanno optato per l'ATO regionale (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Molise, Piemonte, Puglia, Umbria, Valle d'Aosta, Veneto) e in una delle Regioni con ATO sub-regionali (Campania).

Come di seguito illustrato, dal monitoraggio effettuato è emerso, inoltre, che in tali casi con ATO regionale, allo svolgimento delle funzioni di sub-ATO sembrerebbero preposti soggetti istituzionali, ai quali la normativa regionale attribuisce espressamente le funzioni tipiche dell'EGATO, come previste dall'art. 3-bis del DL n. 138/2011 (Liguria, Piemonte, Veneto, Valle d'Aosta e Puglia).

## Costituzione degli Enti di governo dell'ambito

L'art. 3-bis del DL n. 138/2011 prevede che: "[...] 1-bis. *Le funzioni di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica, compresi quelli appartenenti al settore dei rifiuti urbani, di scelta della forma di gestione, di determinazione delle tariffe all'utenza per quanto di competenza, di affidamento della gestione e relativo controllo sono esercitate unicamente dagli enti di governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei istituiti o designati ai sensi del comma 1 del presente articolo cui gli enti locali partecipano obbligatoriamente, fermo restando quanto previsto dall'articolo 1, comma 90, della legge 7 aprile 2014, n. 56. Qualora gli enti locali non aderiscano ai predetti enti di governo entro il 1° marzo 2015, oppure entro sessanta giorni dall'istituzione o designazione dell'ente di governo dell'ambito territoriale ottimale ai sensi del comma 2 dell'articolo 13 del decreto legge 30 dicembre 2013, n. 150, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2014, n. 15, il Presidente della regione esercita, previa diffida all'ente locale ad adempiere entro il termine di trenta giorni, i poteri sostitutivi. [...]*".

Come si evince dalla tavola 6.3, la maggioranza delle regioni italiane ha proceduto all'individuazione degli Enti di governo dell'ambito, ma solo in alcuni casi anche alla costituzione degli stessi, con profili specifici di potenziale criticità (riassunti nella tavola 6.4) in diverse aree territoriali del Paese (Piemonte, Veneto, Lazio, Marche, Campania, Calabria, Molise, Sardegna, Provincia autonoma di Bolzano e Provincia autonoma di Trento).

In particolare, dalla ricognizione effettuata – che si basa sulle informazioni e sui dati forniti dai soggetti territorialmente competenti – risulta che:

- in 2 Regioni (Molise e Sardegna) e in 1 Provincia autonoma (Trento) gli EGATO non siano ancora stati individuati dalla normativa regionale vigente;
- in 2 Regioni (Lazio e Piemonte) e in 1 Provincia autonoma (Bolzano) gli Enti di governo dell'ambito, pur individuati dalla normativa regionale, non siano ancora stati costituiti;
- per 4 Regioni (Calabria, Campania, Marche, Veneto) sono stati comunicati profili specifici di criticità in ordine all'operatività dei rispettivi Enti di governo degli ambiti.

**TAV. 6.3** Individuazione degli Enti di governo dell'ambito

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ENTE DI GOVERNO DELL'AMBITO	NUMERO DI AMBITI
<b>Abruzzo</b>	LR n. 36/2013	AGIR – Autorità di gestione integrata rifiuti urbani	1
<b>Basilicata</b>	LR n. 35/2018	EGRIB – Ente di governo per i rifiuti e le risorse idriche della Basilicata <sup>26</sup>	1
<b>Calabria</b>	LR n. 10/2022	ARRICAL – Autorità rifiuti e risorse idriche Calabria	1
<b>Campania</b>	LR n. 14/2016, come modificata dalla LR n. 31/2021	Enti di governo dell'ambito	7
<b>Emilia-Romagna</b>	LR n. 23/2011	ATERSIR – Agenzia territoriale dell'Emilia-Romagna per i servizi idrici e i rifiuti	1
<b>Friuli-Venezia Giulia</b>	LR n. 5/2016	AUSIR – Autorità unica per i servizi idrici e i rifiuti	1
<b>Lazio</b>	LR n. 14/2022	Enti di governo dell'ambito	5
<b>Liguria<sup>27</sup></b>	LR n. 1/2014, come modificata dalla LR n. 12/2015	Regione Liguria – Comitato d'ambito. Città metropolitana di Genova, Provincia di Imperia, Provincia di Savona e Provincia di La Spezia (per i 4 sub-ATO, con riferimento ai servizi relativi alla raccolta e al trasporto dei rifiuti urbani)	1
<b>Lombardia</b>	LR n. 26/2003	Modello alternativo agli ATO	-
<b>Marche</b>	LR n. 24/2009, come modificata dalla LR n. 22/2018	Assemblee territoriali d'ambito	5
<b>Molise</b>	LR n. 1/2016	EGATO non individuato	1

(segue)

26 La Regione Basilicata ha riferito che la LR n. 35/2018 all'art. 6 "definisce, fra l'altro, le competenze dell'Ente di governo per i rifiuti e le risorse idriche della Basilicata (EGRIB), il quale, esercita le funzioni di Ente di governo d'ambito, secondo le disposizioni di cui all'art. 3, comma 1-bis della legge n. 148/2011, dell'art. 1, comma 2, lett. c) della legge regionale 8 gennaio 2016, n. 1 e dell'art. 202 del DLgs n. 152/2006, così come modificato dal DPR 7 settembre 2010, n. 168, ovvero le funzioni di organizzazione del servizio di gestione integrata dei rifiuti, nonché di elaborazione, adozione, approvazione ed aggiornamento del relativo Piano d'ambito sulla base dei criteri formulati dalla Regione con apposita delibera di giunta". In merito, la Regione ha dichiarato, inoltre, che sono demandate alla Regione Basilicata, nelle more della definizione del Piano d'ambito da parte dell'Ente di governo per i rifiuti e le risorse idriche della Basilicata (EGRIB) – le cui competenze sono formulate all'art. 6 della LR n. 35/2018 – l'organizzazione sul territorio del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani e la pianificazione dei relativi flussi di conferimento verso gli impianti di trattamento e smaltimento.

27 LR Liguria n. 1/2014 attribuisce alla Città metropolitana di Genova e alle Province l'organizzazione dei servizi relativi alla raccolta e al trasporto dei rifiuti, alla raccolta differenziata e all'utilizzo delle infrastrutture al servizio della raccolta differenziata, definendo i bacini di affidamento, nonché alla gestione dei rifiuti residui indifferenziati e al loro smaltimento, sulla base di uno specifico Piano d'area. A livello di ATO regionale, la norma prevede che l'Autorità d'ambito per il governo del ciclo dei rifiuti è la Regione Liguria, che opera attraverso un Comitato d'ambito (cui partecipano il Presidente della Regione, gli Assessori competenti, il Sindaco della CM di Genova e i Presidenti delle Province). In proposito, la Regione Liguria ha, infatti, riferito che: "Tra le competenze del Comitato d'ambito figurano: a) l'approvazione del Piano d'ambito che recepisce e coordina le scelte dei Piani provinciali; b) la definizione dell'articolazione degli standard di costo; c) l'individuazione dei livelli qualitativi dei servizi e relative modalità di monitoraggio; d) l'individuazione degli enti pubblici incaricati della gestione delle procedure per la realizzazione e l'affidamento della gestione degli impianti terminali di recupero o smaltimento di livello regionale o al servizio di più aree; e) ogni altro provvedimento, necessario alla gestione dei servizi. Per quanto riguarda il ruolo di Province e Città metropolitana la legge regionale stabilisce che le stesse provvedano ai sensi dell'articolo 1, comma 44, lettera b), della legge 7 aprile 2014, n. 56 (Disposizioni sulle città metropolitane, sulle province, sulle unioni e fusioni di comuni), alla strutturazione ed organizzazione dei servizi relativi alla raccolta e al trasporto dei rifiuti, alla raccolta differenziata e all'utilizzo delle infrastrutture al servizio della raccolta differenziata, definendo i bacini di affidamento, nonché alla gestione dei rifiuti residui indifferenziati ed al loro smaltimento, tramite specifici piani".

Si evidenzia, infine, che la Regione ha altresì comunicato l'approvazione di "uno specifico disegno di legge di iniziativa della Giunta regionale, che ha ad oggetto 'Istituzione dell'Agenzia regionale ligure per i rifiuti (ARLIR) e modifiche alla legge regionale 24 febbraio 2014, n. 1 (Norme in materia di individuazione degli ambiti ottimali per l'esercizio delle funzioni relative al servizio idrico integrato e alla gestione integrata dei rifiuti)'. Il disegno di legge rappresenta un'evoluzione del sistema di governo delle funzioni relative alla gestione integrata dei rifiuti urbani, già disciplinato dalla legge regionale n. 1/2014, che la Regione gestisce nella sua qualità di Autorità di governo dell'Ambito territoriale ottimale. La finalità è l'istituzione dell'Agenzia regionale ligure per i rifiuti, alla quale vengono attribuite le funzioni relative all'affidamento della realizzazione e gestione degli impianti di gestione dei rifiuti urbani previsti dalla pianificazione di settore, nonché le funzioni connesse all'applicazione del regime di regolazione dei servizi territoriali e degli impianti nel rispetto del sistema regolatorio definito dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente. L'assetto funzionale proposto assicura la continuità con l'attività di governance esercitata dal Comitato d'ambito e conferma in capo a Province e Città metropolitana le funzioni inerenti all'affidamento dei servizi territoriali, facendo salve le ripartizioni territoriali definite nei rispettivi Piani per quanto riguarda l'organizzazione dei servizi. L'iter di approvazione del disegno di legge prevede l'espressione del parere da parte del Consiglio delle autonomie locali – CAL e da parte delle Commissioni consiliari competenti, propedeutico alla presentazione in aula prevista per il prossimo mese di giugno 2023, con la possibile costituzione dell'Agenzia dal 1° luglio 2023, con la nomina di un Commissario designato dal Presidente della Regione".

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ENTE DI GOVERNO DELL'AMBITO	NUMERO DI AMBITI
Piemonte	LR n. 1/2018, come modificata dalla LR n. 4/2021 e dalla LR n. 3/2023	Conferenza d'ambito. La legge regionale prevede, altresì, un'articolazione in Consorzi di area vasta (21), con competenze sui servizi di raccolta, trasporto e avvio a trattamento delle raccolte differenziate e raccolta e trasporto dei rifiuti urbani indifferenziati	1
Puglia	LR n. 24/2012 e LR n. 20/2016	AGER – Agenzia territoriale della Regione Puglia per il servizio di gestione dei rifiuti. La legge regionale prevede, altresì, per i servizi di raccolta, spazzamento e trasporto, l'individuazione di Aree omogenee (ARO), cui sono preposte forme associative dei Comuni. Sono stati individuati 38 ARO <sup>28</sup>	1
Sardegna	DGR n. 69/2015 del 23 dicembre 2016	EGATO non individuato	1
Sicilia	LR n. 9/2010, come modificata dalla LR n. 3/2013	S.R.R. – Società per la regolamentazione del servizio di gestione dei rifiuti	18
Toscana	LR n. 69/2011	Autorità per il servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani	3
Umbria	LR n. 11/2009 e LR n. 11/2013	AURI – Autorità umbra per i rifiuti e idrico	1
Valle d'Aosta <sup>29</sup>	LR n. 4/2022 LR n. 31/2017; LR n. 22/2015; LR n. 6/2014	Regione (per l'ATO regionale, con riferimento alle attività di smaltimento e recupero dei rifiuti urbani). Comune di Aosta e 4 Comunità montane (per i 5 sub-ATO, con riferimento alle attività di raccolta e trasporto)	1
Veneto <sup>30</sup>	LR n. 52/2012	Comitato di bacino regionale. 12 Consigli di bacino (per i 12 sub-ATO, con riferimento ai servizi di raccolta, trasporto, avvio a smaltimento e recupero)	1
Provincia autonoma di Bolzano	LP n. 1/2023	Autorità d'ambito	1
Provincia autonoma di Trento	LP n. 3/2006	Provincia per attività di trasporto, trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani indifferenziati. ATO ed EGATO non individuati per i servizi di raccolta	1

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni di regioni e province autonome.

28 La Regione Puglia ha riferito che AGER esercita le sue funzioni "nel segmento dei servizi di trattamento, recupero e smaltimento dei rifiuti urbani e nella disciplina dei flussi regionali [...] Per quanto concerne gli ARO, a cui sono attribuite le funzioni di organizzazione e gestione dei servizi di raccolta, spazzamento e trasporto dei rifiuti urbani si evidenzia che tutti i 38 ambiti sono stati formalmente costituiti entro i primi mesi del 2014 con forme associative in convenzione ex art. 30 del TUEL, ovvero in Unione dei Comuni ex art. 32 del TUEL".

29 La Regione Valle d'Aosta ha riferito che: "la gestione dei rifiuti urbani è attribuita in Valle d'Aosta come segue: alle Unités des Communes Valdôtaines (già Comunità Montane) e al Comune di Aosta, individuati quali sotto ambiti territoriali ottimali (sub-ATO) per la gestione di tali attività per quanto riguarda le fasi dell'organizzazione della raccolta e trasporto; alla Regione, individuata a tale proposito, quale ambito territoriale ottimale (ATO) per quanto concerne le fasi del recupero e smaltimento finale".

30 La Regione Veneto ha riferito che "gli enti locali ricadenti nei bacini territoriali di cui alla predetta legge regionale, esercitano in forma associata le funzioni di organizzazione e controllo diretto del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani attraverso i Consigli di Bacino, sostitutivi delle precedenti Autorità d'ambito [...] l'ambito territoriale ai fini dell'ottimale organizzazione, coordinamento e controllo del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani è il territorio regionale, mentre i Consigli di Bacino operano in nome e per conto degli enti locali in essi associati e sono dotati di personalità giuridica di diritto pubblico e autonomia funzionale, organizzativa, finanziaria, patrimoniale e contabile, per lo svolgimento delle attività connesse alle funzioni di programmazione, organizzazione, affidamento e controllo del servizio pubblico di gestione integrata dei rifiuti urbani [...]".

**TAV. 6.4** Costituzione e operatività degli Enti di governo dell'ambito: situazioni specifiche di potenziale criticità

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE DI RIFERIMENTO	ELEMENTI SPECIFICI DI CRITICITÀ SU COSTITUZIONE O OPERATIVITÀ DEGLI ENTI DI GOVERNO DELL'AMBITO	NUMERO DI AMBITI
Campania	LR n. 14/2016, come modificata dalla LR n. 31/2021	Con decreti presidenziali 22 giugno 2021, n. 105 e 28 dicembre 2021, n. 165, sono stati nominati Commissari <i>ad acta</i> rispettivamente per gli Eda NA 2 e Avellino, "per l'accertata impossibilità di assicurare il normale funzionamento degli organi ...". Ai Commissari sono stati attribuiti i poteri del Presidente e del Consiglio d'ambito. La Regione non ha dato conto se il commissariamento sia ancora in corso	2
Calabria		La Regione Calabria non ha fornito specifici elementi rispetto all'operatività di ARRICAL. Tuttavia, risulta che la normativa regionale (LR 20 aprile 2022, n. 10) prevede un periodo transitorio, in attesa della completa operatività della predetta autorità, rispetto al quale la legge assegna al Presidente della Giunta regionale il compito di nominare un Commissario straordinario, che rimane in carica fino alla costituzione degli organi dell'autorità (Consiglio direttivo d'ambito e Direttore generale), e comunque per un periodo massimo di 6 mesi, "eventualmente rinnovabile". Il Commissario ha la rappresentanza legale dell'ente fino alla nomina del Direttore. A oggi risulta che con decreto del Presidente della Regione Calabria 21 aprile 2023, n. 33 è stato rinnovato "per ulteriori sei mesi, l'incarico di Commissario straordinario dell'Autorità rifiuti e risorse idriche Calabria [...] alle stesse condizioni di cui al decreto del Presidente della Regione Calabria n. 13 del 22 aprile 2022"	1
Lazio	LR n. 14/2022	Gli Ambiti territoriali ottimali (ATO) individuati dalla normativa regionale sono 5 e sono perimetrati in coincidenza con le Province della Regione: ATO Frosinone; ATO Latina; ATO Rieti; ATO Roma; ATO Viterbo. L'unico EGATO costituito è quello di Frosinone, rispetto al quale la Regione ha evidenziato la presenza di ricorsi pendenti dinanzi alla giustizia amministrativa. La Regione ha riferito che gli altri EGATO non sono stati ancora costituiti, "a causa anche dei ricorsi pendenti" <sup>31</sup>	5
Marche	LR n. 24/2009, come modificata dalla LR n. 22/2018	La Regione riferisce che tutti gli Enti di governo dell'ambito sono stati costituiti in forma associativa dai Comuni, ma il "panorama regionale del livello di autonomia e di operatività delle ATA è estremamente vario: infatti con realtà adeguatamente strutturate e pienamente operanti (ATO 2 Ancona), coesistono contesti in cui gli EGATO sono ancora in fase di organizzazione attraverso percorsi di reclutamento del personale (ATO 3 Macerata, ATO 1 Pesaro e Urbino e in minor misura ATO 5 di Ascoli Piceno), o che patiscono ancora gli effetti di un ampio difetto di strutturazione (ATO 4 Fermo)"	5
Molise	LR n. 1/2016	La normativa regionale non individua l'Ente di governo dell'ambito <sup>32</sup>	1

(segue)

31 La Regione Lazio ha riferito che, con DGR 4 novembre 2022, n. 998, è stato approvato lo schema di statuto tipo degli Enti di governo d'ambito ottimale per la gestione integrata dei rifiuti urbani e con successiva DGR 16 novembre 2022, n. 1063 sono stati approvati i criteri per la determinazione della quota di rappresentanza dei comuni all'interno dell'EGATO.

32 La Regione Molise ha riferito che "si prevede di individuare l'Ente di governo d'ambito entro il 30 giugno 2024".

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE DI RIFERIMENTO	ELEMENTI SPECIFICI DI CRITICITÀ SU COSTITUZIONE O OPERATIVITÀ DEGLI ENTI DI GOVERNO DELL'AMBITO	NUMERO DI AMBITI
Piemonte	LR n. 1/2018	La Regione Piemonte ha riferito che le funzioni riferibili all'Ambito territoriale ottimale regionale sono svolte in forma associata da tutti i Consorzi di area vasta, dalla Città di Torino, dalla Città metropolitana di Torino e dalle Province, attraverso un'apposita "Conferenza d'ambito", che opera in nome e per conto degli enti associati, con autonomia funzionale, organizzativa, patrimoniale, finanziaria e contabile. Con delibera 22 ottobre 2021, n. 10-3952, la Giunta regionale ha provveduto all'approvazione degli schemi tipo di convenzione e di statuto per la costituzione della conferenza d'ambito territoriale regionale per l'organizzazione delle funzioni di ambito regionale afferenti al servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani. Tutti i soggetti coinvolti, ovvero Consorzi di area vasta – Città di Torino, Città metropolitana di Torino e Province –, hanno provveduto all'approvazione degli schemi tipo di convenzione e statuto sopra richiamati. Secondo quanto evidenziato dagli uffici regionali, sono in corso le fasi propedeutiche alla costituzione della Conferenza d'ambito e, in considerazione della molteplicità degli adempimenti successivi alla costituzione, si prevede la piena operatività della medesima a partire da gennaio 2024	1
Sardegna	DGR 23 dicembre 2016, n. 69/2015	La Regione Sardegna ha riferito che il PRGR perimetra un unico Ambito territoriale ottimale, coincidente con l'intero territorio regionale. Non avendo, però, il Consiglio regionale legiferato in materia, non è stato istituito l'Ente di governo dell'Ambito territoriale ottimale <sup>33</sup>	1
Veneto	LR n. 52/2012	La Regione riferisce che il Consiglio di bacino Padova Sud "non è ancora operativo in quanto oltre a non aver ancora istituito l'Ufficio del consiglio di bacino e nominato il suo Direttore, non vi è stato il trasferimento, da parte dei soppressi Enti di bacino, della titolarità dei rapporti giuridici in essere"	1
Provincia autonoma di Bolzano	LP n. 1/2023	La LP n. 1/2023 prevede l'individuazione di una Autorità d'ambito, attraverso la quale la provincia, i comuni e le comunità comprensoriali esercitano in forma associata le funzioni e le attività in materia di rifiuti urbani. L'Autorità d'ambito sarà costituita con la sottoscrizione di una convenzione da parte degli enti sopra citati. I tempi di adeguamento sono fissati nella citata LP n. 18/2007 (come modificata e integrata con LP n. 1/2023) e prevedono un arco temporale di massimo 5 anni. L'EGATO, quindi, al momento non è costituita	1
Provincia autonoma di Trento	LP n. 3/2006	EGATO per i servizi di raccolta non individuati dalla normativa provinciale. Attualmente le competenze sul servizio di raccolta sono svolte dai Comuni, che spesso hanno delegato la gestione alle Comunità di valle, secondo un modello territoriale legato ai bacini di raccolta	ATO non individuato

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni di regioni e province autonome.

Alla luce di quanto sopra rappresentato, il percorso di riordino dell'organizzazione del settore – così come delineato dall'art. 3-bis del DL n. 138/2011 – risulta a oggi non pienamente compiuto sul territorio nazionale, tanto che l'Autorità, alla luce dell'eterogeneità della soluzione istituzionale locale di volta in volta rilevata, ha da tempo adottato la definizione di "Ente territorialmente competente" (ETC), inteso come "l'Ente di governo dell'ambito, laddove costituito e operativo, o, in caso contrario, la regione o la provincia autonoma o altri enti competenti secondo la normativa vigente" (ricomprendendo quindi in tale definizione anche i comuni).

<sup>33</sup> La Regione Sardegna ha riferito che, ai fini dell'istituzione dell'Ente di governo, con delibera 16 febbraio 2022, 5/28 la Giunta regionale ha approvato il programma normativo annuale per il 2022, individuando i disegni di legge da proporre nel corso del 2022 e, tra questi, quelli da sottoporre ad analisi di impianto della regolazione (AIR). L'elenco riporta, tra gli altri, il disegno di legge concernente "Norme per l'attuazione in Sardegna della gestione sostenibile dei rifiuti e l'istituzione dell'Autorità per il servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani della Sardegna", proposto dall'Assessorato della difesa dell'ambiente.

Considerando i dati più aggiornati a disposizione dell'Autorità – come desumibili dalla trasmissione di circa 5.987 proposte tariffarie per la determinazione della TARI (e dei relativi piani economico-finanziari) per il periodo 2022-2025, riferibili a circa 52 milioni di abitanti – risulta (come meglio dettagliato nei paragrafi successivi del presente Capitolo) che:

- i 2.554 Enti territorialmente competenti (adempienti agli obblighi previsti dalla regolazione tariffaria) sono prevalentemente comuni (2.485), mentre dei restanti 69 sono qualificabili come Enti di governo dell'ambito solo quelli che risultano operativi tra i soggetti richiamati alla precedente tavola 6.3;
- dei citati ETC classificati come Enti di governo dell'ambito, la quasi totalità procede a predisporre piani economico-finanziari (e connessi corrispettivi) comunque differenziati a livello comunale, mentre un numero limitato di ETC predispongono un piano economico-finanziario unico per l'intero territorio di pertinenza (come il Consiglio di bacino Priula e il Consiglio di bacino Sinistra Piave) o unico per unioni di comuni<sup>34</sup>.

Pertanto, la platea dei soggetti in capo ai quali la regolazione pone obblighi di validazione e di trasmissione dei dati e degli atti elaborati dai gestori, appare poliedrica, denotando potenzialità di razionalizzazione degli assetti locali ancora da cogliere pienamente.

## Partecipazione degli enti locali agli EGATO

L'art. 3-bis del DL n. 138/2011 prevede che gli enti locali partecipino obbligatoriamente agli Enti di governo degli ambiti istituiti o designati dalle rispettive regioni. Qualora gli enti locali non aderiscano ai predetti Enti di governo, il Presidente della regione esercita i poteri sostitutivi, previa diffida all'ente locale ad adempiere entro il termine di trenta giorni.

Alla luce delle informazioni a oggi acquisite, con riguardo alle aree territoriali in cui gli Enti di governo sono stati individuati, sussistono criticità nel perfezionamento dei procedimenti di partecipazione degli enti locali nelle seguenti Regioni:

- Calabria, ove su 404 Comuni risulta che solo *"199 hanno aderito all'ente di governo e 4 sono stati commissariati"*<sup>35</sup>;
- Lazio, ove risulta diffuso il fenomeno – ancorché non quantificato dalla Regione nel riscontro trasmesso all'Autorità – della mancata adesione degli enti locali sia al costituito EGATO di Frosinone sia ai costituendi soggetti territorialmente competenti per i restanti ATO laziali;
- Sicilia, ove solo 1 Comune<sup>36</sup> non risulta avere ancora aderito al soggetto territorialmente competente.

In diverse aree del paese (Campania, Puglia e Veneto) le criticità relative alla partecipazione degli enti locali ai relativi EGATO sono state positivamente risolte, nel corso di questi ultimi anni, mediante l'esercizio dei poteri sostitutivi da parte degli organismi regionali competenti.

<sup>34</sup> Nel complesso, i piani economico-finanziari pluricomunali risultano 26, a fronte dei 5.961 documenti di programmazione di livello comunale.

<sup>35</sup> Si tratta dei comuni Pianopoli (CZ), Acquaformosa (CS), San Giovanni Gerace (RC), Gioia Tauro (RC).

<sup>36</sup> Comune di Misiliscemi (TP) *"di recente costituzione e per cui si sta avviando la procedura di annessione alla SRR di riferimento"*.

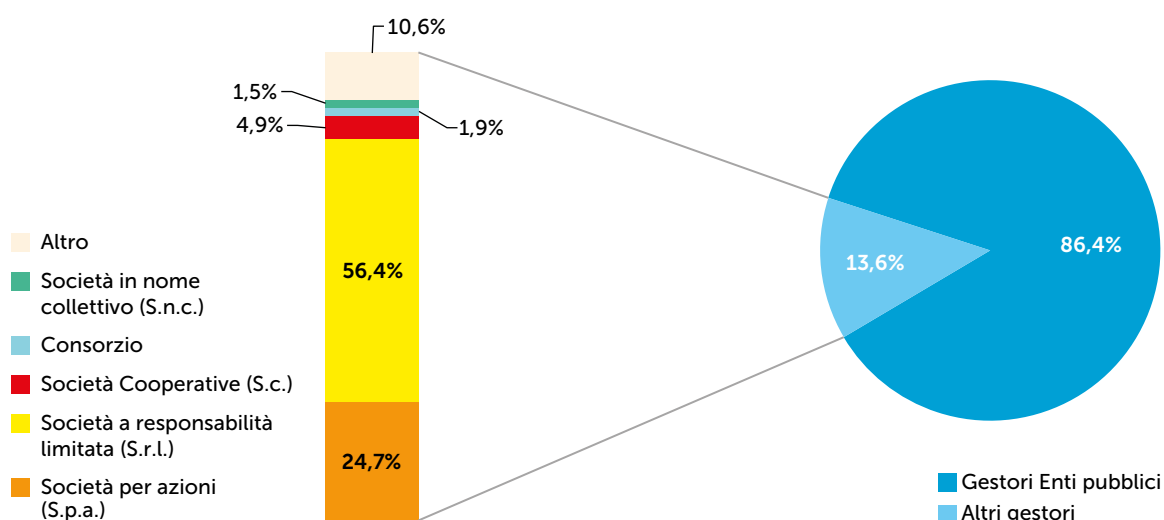
## Struttura del settore

A maggio 2023 risultano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 8.101 soggetti con un incremento rispetto allo scorso anno di 258 nuovi iscritti<sup>37</sup>. Il quadro generale non mostra grandi cambiamenti rispetto allo scorso anno; si rileva una certa stabilità rispetto alla tipologia delle attività svolte dai soggetti iscritti e alla natura giuridica degli stessi.

I soggetti iscritti come Enti territorialmente competenti permangono in numero elevato (pari a 3.550), seppure in progressiva riduzione<sup>38</sup>, a conferma di un processo di organizzazione territoriale del servizio ancora incompleto per la cui analisi si rinvia a quanto illustrato nel paragrafo relativo al monitoraggio degli assetti istituzionali locali.

In relazione alla natura giuridica dei soggetti iscritti come gestori (pari a 7.888), la figura 6.1 mostra che continuano a essere in prevalenza (86,4%) Enti pubblici. Nella maggioranza dei casi (66,6%) i gestori risultano inoltre accreditati per una singola attività e solo raramente (1,9%) per tutte le attività del ciclo (Fig. 6.2)<sup>39</sup>.

**FIG. 6.1** Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

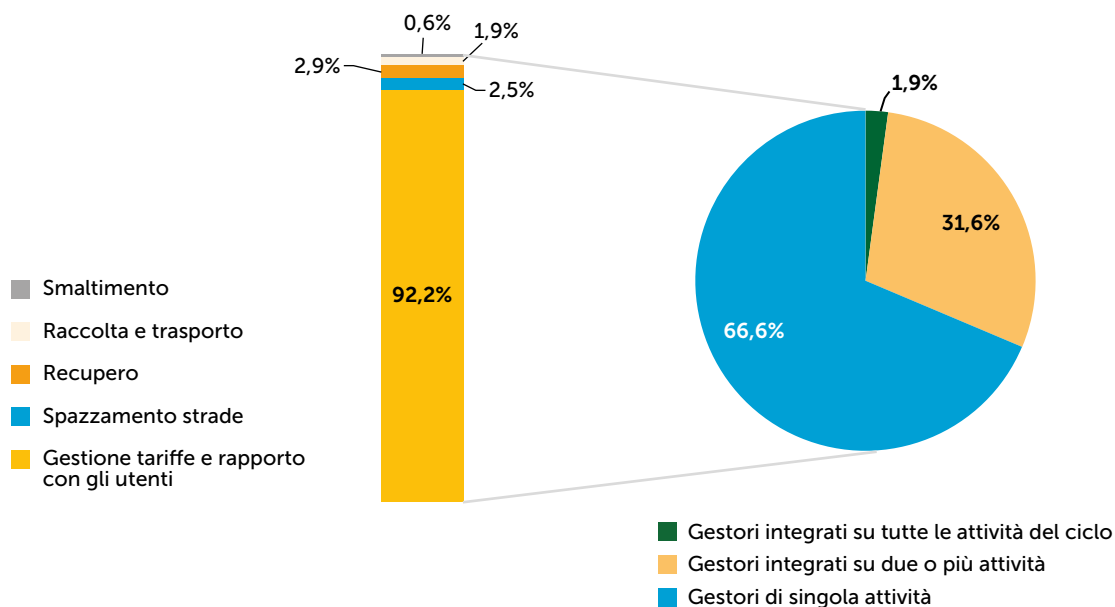
<sup>37</sup> L'apertura dell'Anagrafica operatori al settore dei rifiuti urbani è stata introdotta con la delibera 27 dicembre 2018, 715/2018/R/rif.

<sup>38</sup> Rispetto alla *Relazione Annuale* dello scorso anno, si rileva una riduzione del numero di Enti territorialmente competenti riconducibile principalmente alla costituzione dell'Autorità gestione integrata rifiuti urbani regione Abruzzo (AGIR).

<sup>39</sup> Nell'analisi non sono stati ricompresi i soggetti che svolgono due o più attività inerenti a combinazioni ritenute marginali rispetto al totale, e pari al 3,7% del campione (per esempio, gestione tariffe e rapporti con gli utenti e recupero).



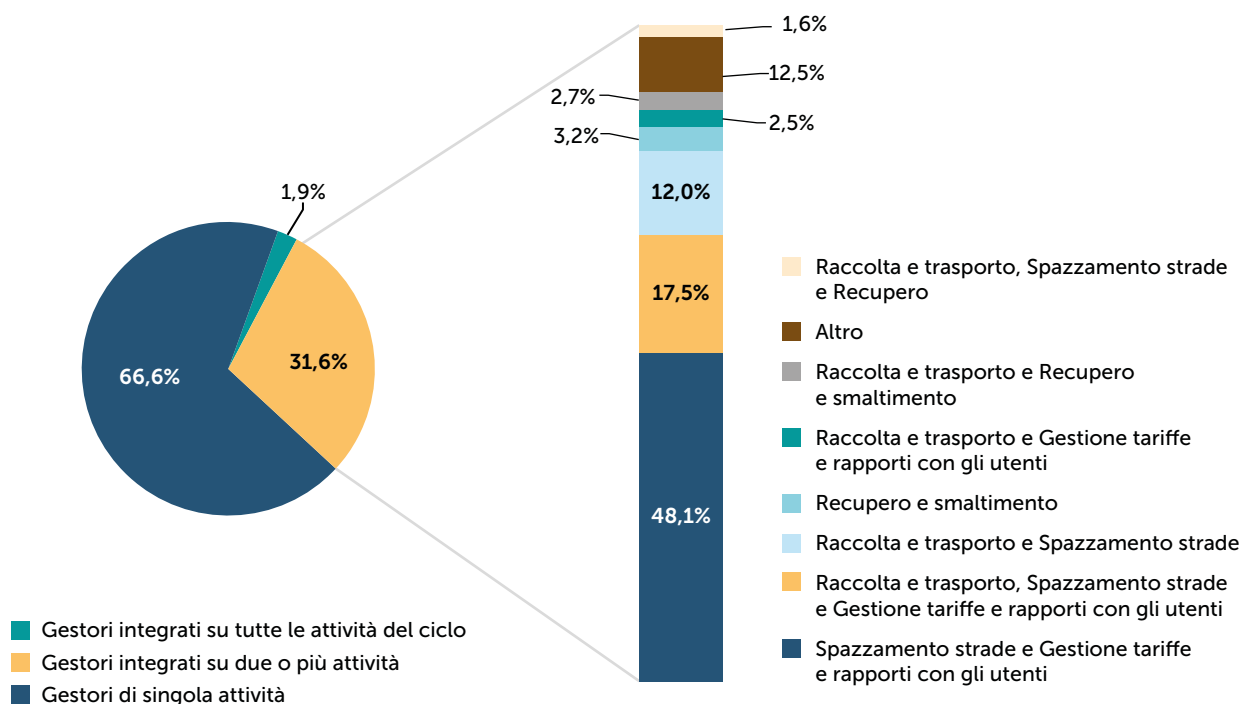
**FIG. 6.2** Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

In merito alla tipologia di attività svolta, fra i gestori di singole attività 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 (0,6%). Rispetto ai gestori che si sono accreditati per due o più attività (Fig. 6.3), la combinazione più frequente si osserva fra quelli che hanno dichiarato l'attività di spazzamento strade e di gestione tariffe e rapporto con gli utenti (48,1%), seguiti da quelli che svolgono, oltre a queste, anche l'attività di raccolta e trasporto (17,5%).

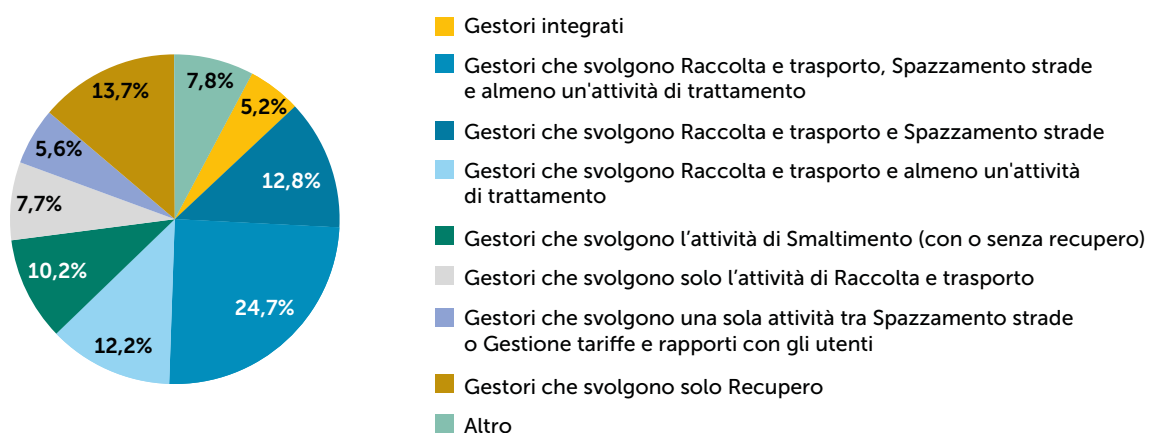
**FIG. 6.3** Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Dall’analisi, invece, dei soggetti accreditati in Anagrafica come gestori aventi natura giuridica diversa da Ente pubblico (13,5%), la combinazione più frequente si osserva fra quelli che svolgono congiuntamente l’attività di raccolta e trasporto e spazzamento strade (24,7%), seguiti dai gestori che oltre alle suddette attività svolgono anche un’attività di trattamento (12,8%). Solo il 5,2% dei gestori che non hanno natura di Ente pubblico risulta invece integrato su tutte le attività del ciclo (Fig. 6.4).

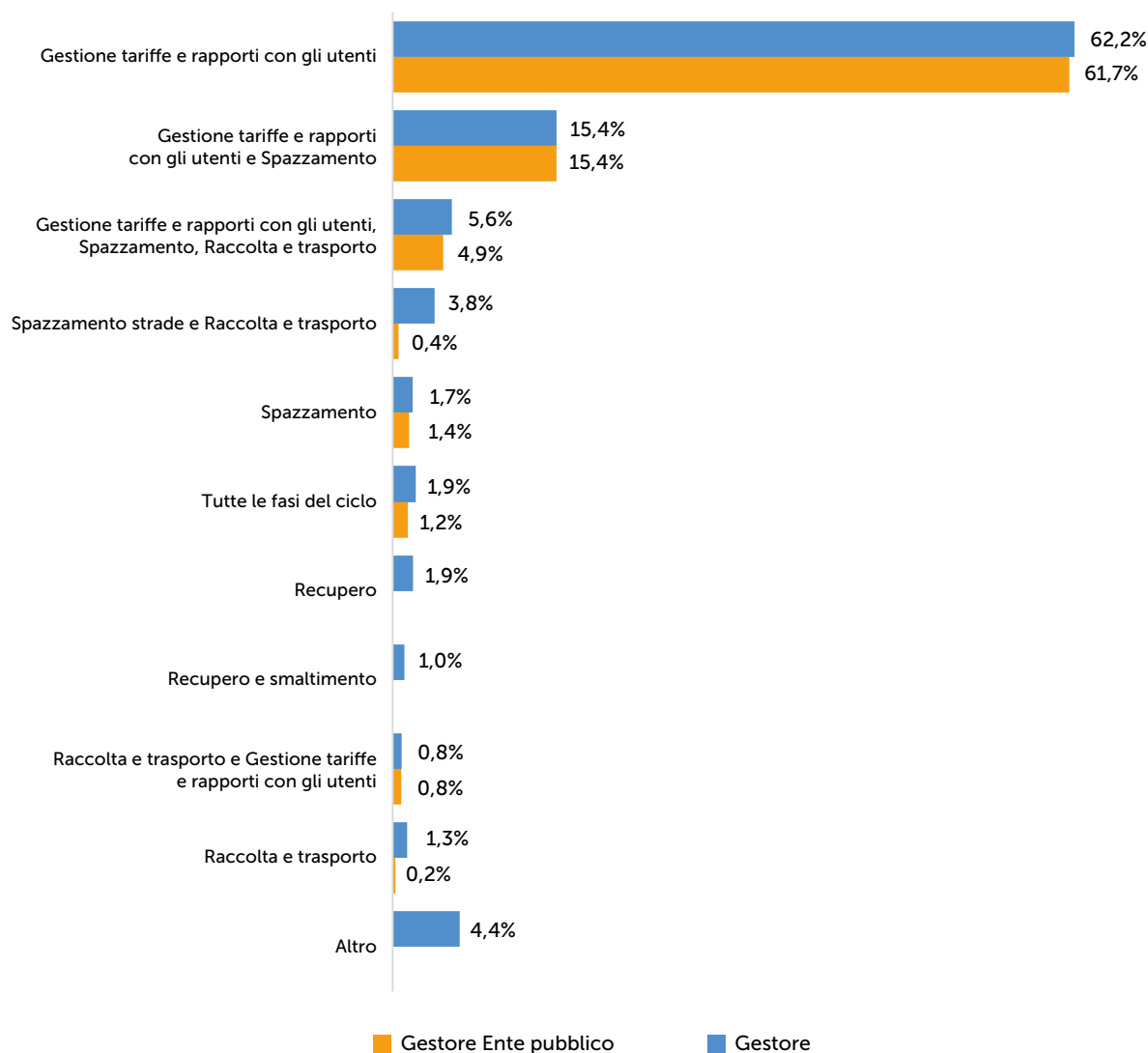
**FIG. 6.4** Gestori non Enti pubblici per attività svolta



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Si rileva, infine, anche per l’anno 2023, una considerevole presenza di gestori aventi natura di Ente pubblico e che svolgono le attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti e spazzamento strade (Fig. 6.5).

FIG. 6.5 Gestori Enti pubblici per attività svolta

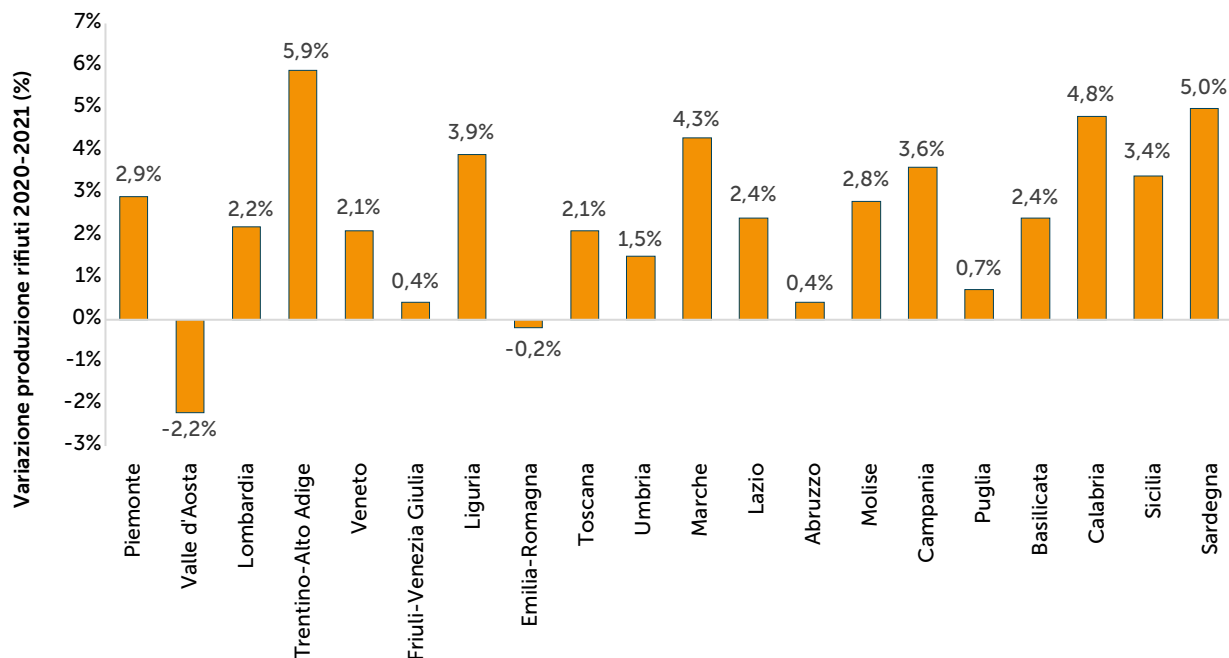


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

## Produzione e raccolta dei rifiuti

Nel 2021 la produzione nazionale dei rifiuti urbani è stata pari a circa 29,6 milioni di tonnellate, in aumento del 2,3% rispetto al 2020. Tali dati riflettono la ripresa economica *post* pandemia dell'economia nazionale, pur se in maniera più contenuta rispetto agli indicatori socio-economici, PIL e spesa delle famiglie, che fanno registrare rispettivamente incrementi pari al 6,7% e al 5,3%.

Guardando al dettaglio delle Regioni (Fig. 6.6), si può notare in particolare che, a eccezione della Valle d'Aosta e dell'Emilia-Romagna, nel 2021, tutte le Regioni hanno fatto rilevare un aumento dei rifiuti prodotti. In particolare, i maggiori incrementi si osservano per il Trentino-Alto Adige (+5,9%), per le Marche (+4,3%), per la Sardegna (+5%) e per la Calabria (+4,8%).

**FIG. 6.6** Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani dal 2020 al 2021

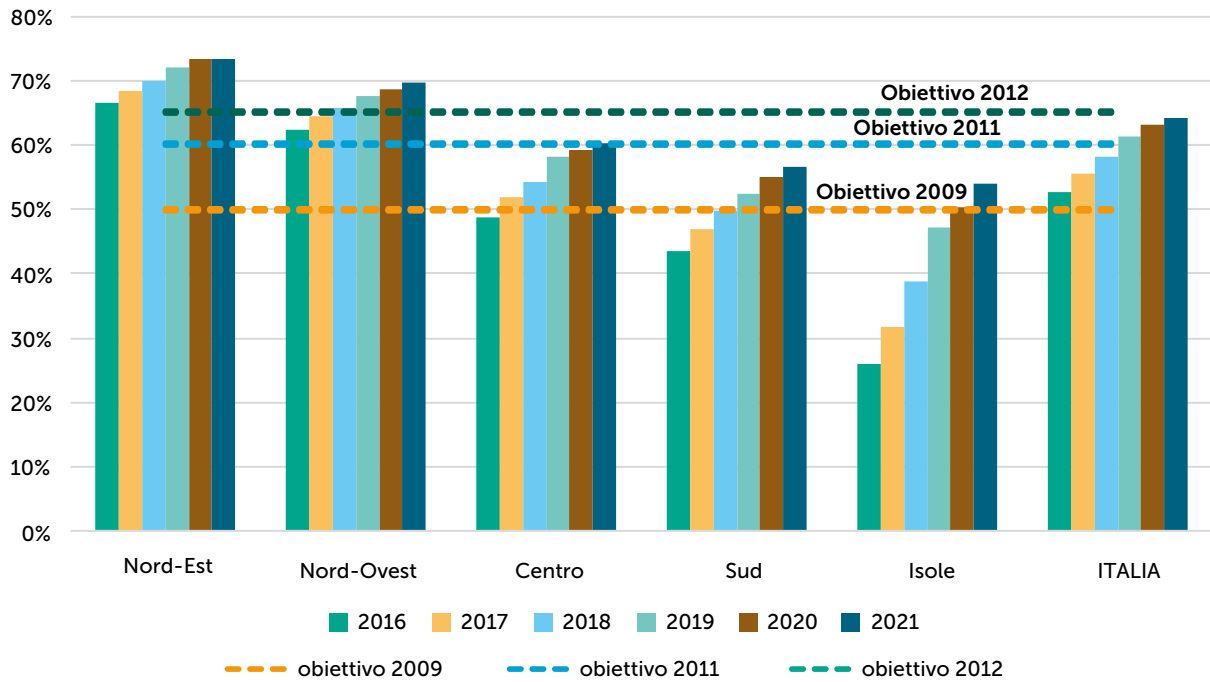
Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2022.

D'altro canto, si conferma la tendenza alla crescita della raccolta differenziata, nel 2021 pari al 64% della produzione nazionale (in termini quantitativi, quasi 19 milioni di tonnellate di rifiuti differenziati), con una crescita di un punto rispetto al 2020.

In particolare, nelle Regioni del Nord-Est e del Nord-Ovest si osserva il conseguimento dell'obiettivo del 65% previsto per il 2012 dal decreto legislativo n. 152/2006, con una raccolta differenziata pari rispettivamente al 73,3% e al 69,6% della produzione totale dei rifiuti urbani prodotti; mentre il Centro, il Sud e le Isole si attestano rispettivamente al 60,4%, al 56,5% e al 54% di raccolta differenziata (Fig. 6.7)<sup>40</sup>.

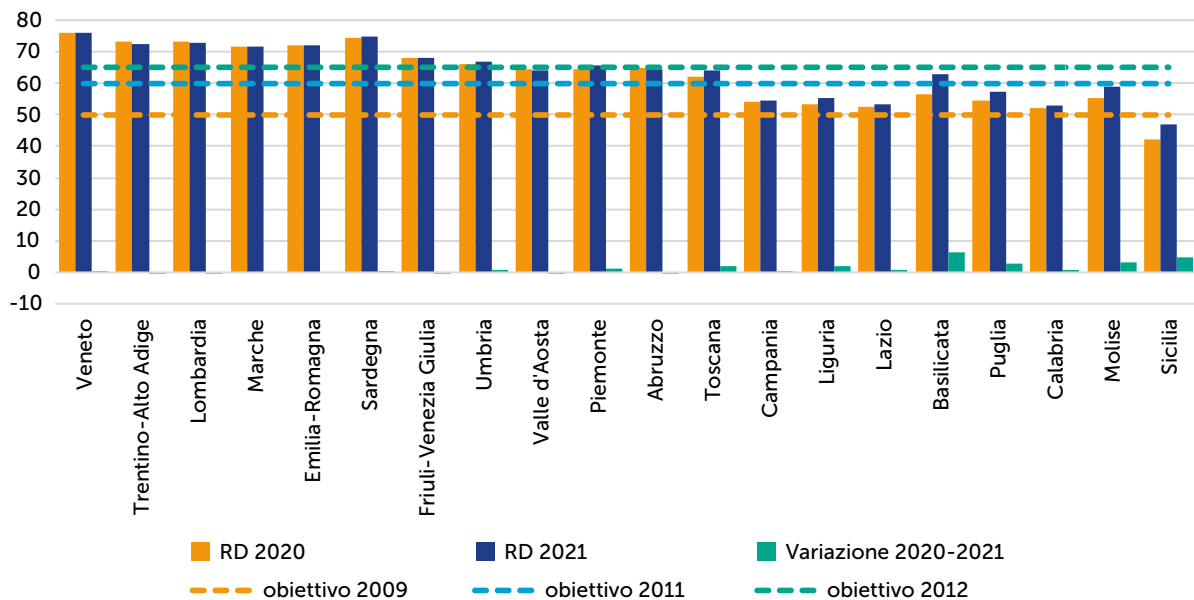
<sup>40</sup> Le elaborazioni sono state effettuate considerando le seguenti aree geografiche: Nord-Est (Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Veneto ed Emilia-Romagna); Nord-Ovest (Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia e Liguria); Centro (Toscana, Marche, Umbria e Lazio); Sud (Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata e Calabria); Isole (Sardegna e Sicilia).

**FIG. 6.7** *Andamento della raccolta differenziata dal 2018 al 2021 per aree geografiche e confronto con gli obiettivi*



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2022.

**FIG. 6.8** *Andamento della raccolta differenziata per regione negli anni 2020 e 2021*



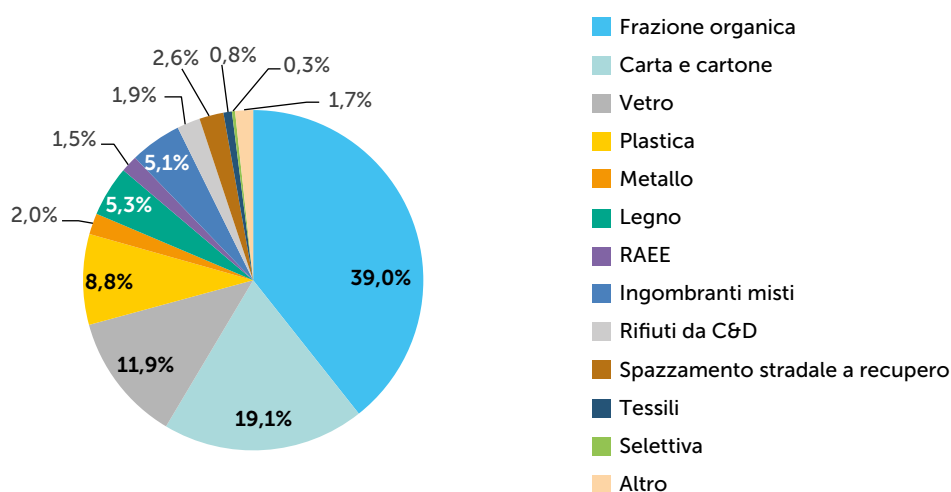
Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2022.

In linea con il 2020, l'area geografica in cui si rileva il maggiore incremento di raccolta differenziata è quella delle Isole con un aumento di 3,7 punti, seguita dal Sud con un aumento di 1,4 punti.

Tuttavia, nonostante tale crescita, persiste ancora un'elevata eterogeneità dei risultati raggiunti a livello territoriale (Fig. 6.8), che vede coesistere Regioni principalmente del Nord che superano l'obiettivo del 65% fissato dalla normativa (Veneto, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Marche, Emilia-Romagna, Sardegna, Friuli-Venezia Giulia e Umbria), con realtà principalmente localizzate al Sud che, nonostante un miglioramento importante registrato nel 2020, sono ancora lontane rispetto dall'obiettivo (Sicilia, Molise, Calabria, Puglia e Basilicata).

Per quanto riguarda la composizione della raccolta differenziata (Fig. 6.9), le principali frazioni risultano essere: quella organica 39%, carta e cartone 19%, vetro 11,9%, plastica 8,8%, legno 5,3% e metallo 2%.

**FIG. 6.9** Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2021



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2022.

La direttiva 2008/98/CE<sup>41</sup> 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/UE<sup>42</sup>, 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'obiettivo<sup>43</sup>.

In tal senso, sulla base delle elaborazioni fornite da ISPRA, la percentuale di preparazione per il riutilizzo e il riciclo si attesta al 48,1%<sup>44</sup> (Fig. 6.10).

<sup>41</sup> Recepita nell'ordinamento nazionale dal decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205 che ha introdotto gli obiettivi di riciclaggio all'art. 181 del DLgs n. 152/2006.

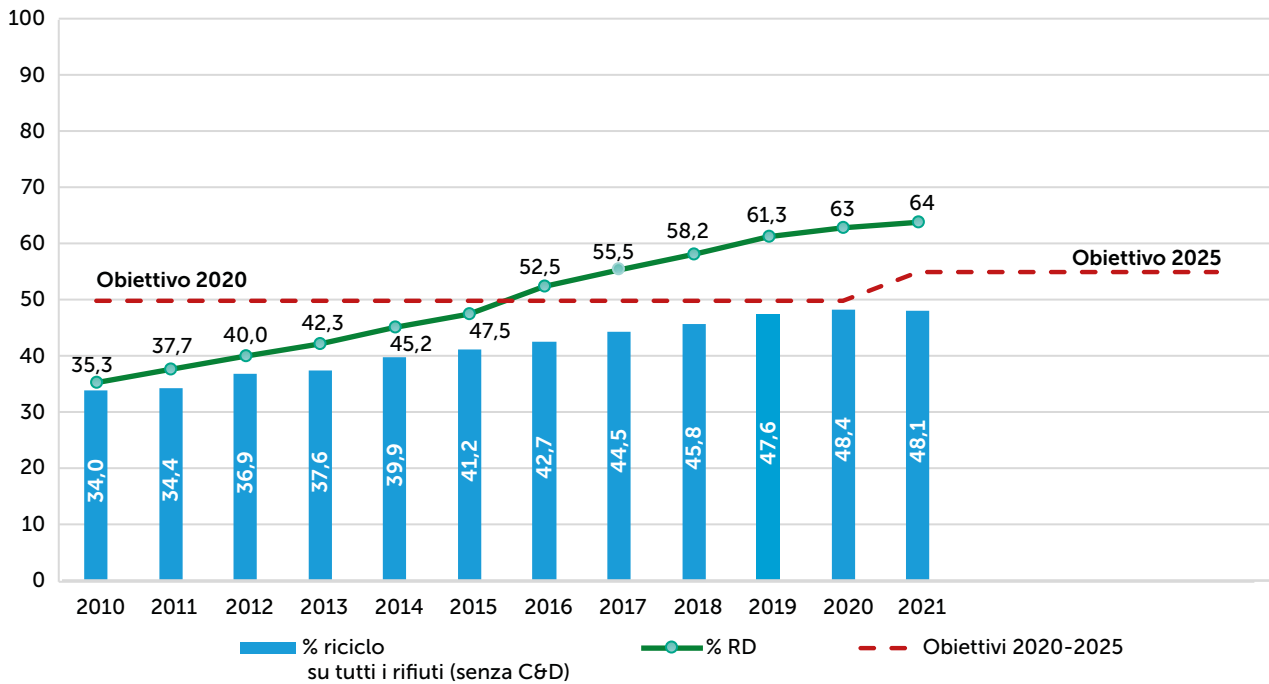
<sup>42</sup> Tali nuovi obiettivi sono stati recepiti, nell'ordinamento nazionale, dal decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116 che ha modificato l'art. 181 del DLgs n. 152/2006.

<sup>43</sup> In applicazione delle modifiche introdotte dalla direttiva 2018/851/UE (art. 11-bis) e dalla decisione di esecuzione 2019/1004/UE.

<sup>44</sup> 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 data dalla direttiva 2008/98/CE, così come modificata dalla direttiva 2018/851/UE, e recepita, nell'ordinamento nazionale, dal DLgs n. 116/2020.

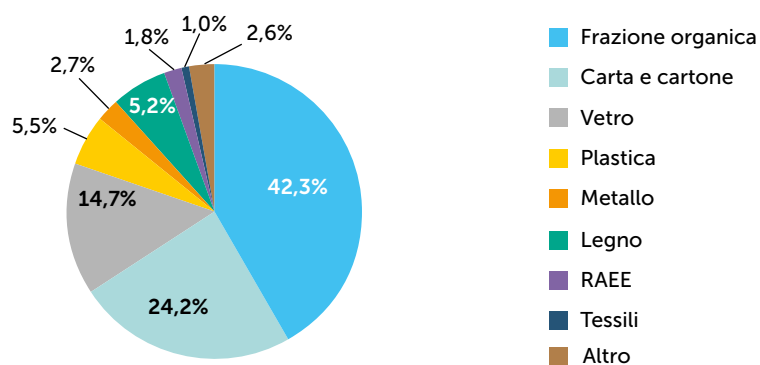
Infine, la ripartizione del quantitativo avviato a riciclo per frazione merceologica mostra che il 42,3% è costituito dalla frazione organica, il 24,2% da carta e cartone, il 14,7% dal vetro, il 5,5% dalla plastica e il 5,2% dal legno (Fig. 6.11).

**FIG. 6.10** Percentuali di riciclo e raccolta differenziata dal 2010 al 2021 a confronto con gli obiettivi comunitari



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2022.

**FIG. 6.11** Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2021



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2022.

## Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio

Nel 2022 ha preso avvio il secondo periodo di regolazione tariffaria del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, in cui trova applicazione il Metodo tariffario rifiuti di cui all'allegato A alla delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif (MTR-2).

Da un lato, il nuovo metodo tariffario conferma l'impostazione generale adottata con il precedente MTR<sup>45</sup>, basata sulla verifica e sulla trasparenza dei costi, richiedendo che la determinazione delle entrate tariffarie avvenga sulla base di dati certi, validati e desumibili da fonti contabili obbligatorie e che la dinamica per la loro definizione sia soggetta a un limite di crescita, differenziato in ragione degli obiettivi di miglioramento della qualità del servizio reso agli utenti e/o di ampliamento del perimetro gestionale individuati dagli Enti territorialmente competenti (ETC).

Dall'altro, l'MTR-2 introduce alcuni importanti elementi di novità, i più rilevanti dei quali sono sintetizzati di seguito. Per una descrizione di maggiore dettaglio, si rimanda alla descrizione del Metodo riportata nel Volume 2 di questa *Relazione Annuale*.

Nel nuovo Metodo è prevista, innanzitutto, una durata quadriennale (2022-2025) per la valorizzazione delle componenti di costo riconosciute e delle connesse entrate tariffarie, come risultanti dal Piano economico-finanziario (PEF). La predisposizione tariffaria è comunque soggetta a un aggiornamento di cadenza biennale (e non più annuale, come invece previsto per gli anni 2020 e 2021 dall'MTR), fatta salva la possibilità di un'eventuale revisione infra-periodo della stessa, qualora ritenuto necessario dall'ETC al verificarsi di circostanze straordinarie e tali da pregiudicare gli obiettivi indicati nel Piano.

L'MTR-2 conferma e rafforza gli incentivi allo sviluppo di attività di valorizzazione dei materiali recuperati e/o dell'energia prodotta e ceduta che si realizzano tramite un meccanismo di *sharing* (inteso come ripartizione dei benefici tra gestori e utenti), consolidando il legame tra incentivo e potenziale contributo dell'*output* recuperato al raggiungimento dei target europei. In particolare, l'MTR-2 prevede che il parametro  $\omega_a$ <sup>46</sup> sia determinato in coerenza con le valutazioni compiute in merito al rispetto degli obiettivi di raccolta differenziata raggiunti (misurato attraverso il coefficiente  $\gamma_{1,a}$ ) e al livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo (misurato con  $\gamma_{2,a}$ ).

Relativamente al limite di crescita delle entrate tariffarie, l'MTR-2:

- ha introdotto una serie di nuove previsioni volte a tenere conto di eventuali oneri derivanti dall'adeguamento ai nuovi standard di qualità, dei costi di gestione rispetto a uno specifico *benchmark* di costo e dei relativi risultati di qualità ambientale, così come per effetto di nuovi obblighi normativi (si veda in questo senso il

45 Allegato A alla delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif.

46 Si ricorda che tale parametro è impiegato per la determinazione del fattore di *sharing* dei proventi derivanti dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi di *compliance*,  $b(1 + \omega_j)$ .



decreto legislativo n. 116/2020 in materia di qualificazione dei rifiuti prodotti da utenze non domestiche e di possibilità, per tale tipologia di utenza, di conferire i rifiuti urbani al di fuori del servizio pubblico);

- ha aggiornato il valore massimo del coefficiente  $QL_a$ , incrementandolo al 4%, rispetto al precedente 2%, al fine di tenere conto degli eventuali oneri derivanti dall'adeguamento ai nuovi standard di qualità successivamente introdotti dalla delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, e dal relativo allegato A (TQRIF);
- prevede che il coefficiente di recupero di produttività  $X_a$  sia determinato tenendo conto congiuntamente del costo unitario effettivo della gestione (ponendolo a confronto con uno specifico *benchmark* di costo) e dei relativi risultati di qualità ambientale raggiunti (determinati, ancora una volta, dai livelli di raccolta differenziata e di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e di riciclo);
- stabilisce che possa essere valorizzato un ulteriore coefficiente, denominato  $C116_a$ , per tenere conto degli eventuali impatti sui costi della gestione derivanti dall'attuazione delle norme del decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116 (decreto legislativo n. 116/2020) in materia di qualificazione dei rifiuti prodotti da utenze non domestiche e di possibilità per tale tipologia di utenza di conferire i rifiuti urbani al di fuori del servizio pubblico<sup>47</sup>;
- coerentemente con le sopra richiamate previsioni sul limite alla crescita, prevede la facoltà di ricorrere alla valorizzazione di componenti di costo previsionali finalizzate alla copertura dei costi aggiuntivi per la *compliance* con gli standard del TQRIF,  $CQ_{TV,a}^{exp}$  e  $CQ_{TF,a}^{exp}$ , nonché alla copertura dei maggiori costi (o alla valorizzazione dei minori oneri) connessi all'attuazione del decreto legislativo n. 116/2020,  $CO116_{TV,a}^{exp}$  e  $CO116_{TF,a}^{exp}$ ;
- con riferimento alle scadenze che hanno impatto sull'attività istruttoria dell'Autorità, oggetto dei paragrafi seguenti, una serie di interventi del legislatore (descritti nel Volume 2 della *Relazione Annuale*) 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<sup>48</sup>.

L'MTR-2 ha altresì introdotto una regolazione tariffaria asimmetrica per i differenti servizi di trattamento (recupero e smaltimento dei rifiuti), attraverso opzioni regolatorie articolate sulla base del grado di integrazione del soggetto incaricato della gestione dei rifiuti (distinguendo tra gestore integrato e gestore non integrato), nonché della valutazione del livello di efficacia dell'eventuale esistenza di pressione competitiva nel contribuire alla promozione dell'efficienza allocativa (distinguendo, in tal senso, tra impianti di chiusura del ciclo "minimi" e impianti di chiusura del ciclo "aggiuntivi", soggetti a differenti obblighi regolatori).

Anche per la predisposizione del Piano economico-finanziario relativo ai servizi di trattamento erogati dagli impianti di chiusura del ciclo "minimi" e da quelli intermedi da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti "minimi" è prevista una durata quadriennale (2022-2025), con aggiornamento al termine di ciascun biennio, e fatta salva la possibilità di un'eventuale revisione infra-periodo della stessa, qualora ritenuto necessario dall'organismo competente alla validazione, al verificarsi di circostanze straordinarie e tali da pregiudicare gli obiettivi indicati nel Piano medesimo.

La scadenza per la prima approvazione delle predisposizioni tariffarie è stata fissata per il 30 aprile 2022.

47 Si ricorda che il valore di tale coefficiente può essere determinato nell'intervallo 0-3%, assicurando, tuttavia, che non risulti superato il valore massimo del limite alla crescita corrispondente alla massima valorizzazione dei coefficienti  $QL_a$  e  $PG_a$ .

48 Più di recente, a opera del decreto del Ministro dell'interno 19 aprile 2023, è stato previsto il differimento, al 31 maggio 2023, del termine per la deliberazione del bilancio di previsione degli enti locali, cui è agganciato quello per la deliberazione della TARI, con presumibili effetti sulla tempistica di trasmissione delle eventuali istanze di revisione infra-periodo dei Piani economico-finanziari 2022-2025.

Nei successivi paragrafi è presentato il quadro delle predisposizioni tariffarie relative al servizio integrato trasmesse dagli ETC all'Autorità, con particolare riferimento al Piano economico-finanziario 2022-2025, e sono descritte le proposte approvate dall'Autorità proseguendo, rispetto a quanto già presentato nelle precedenti edizioni della *Relazione Annuale*, l'illustrazione delle predisposizioni approvate relative alle annualità 2020 e 2021 e introducendo l'analisi di quelle relative al 2022-2025.

Per quanto concerne le predisposizioni relative ai servizi di trattamento, si fornisce un quadro aggiornato delle proposte trasmesse.

## **Predisposizioni tariffarie 2022-2025 trasmesse all'Autorità**

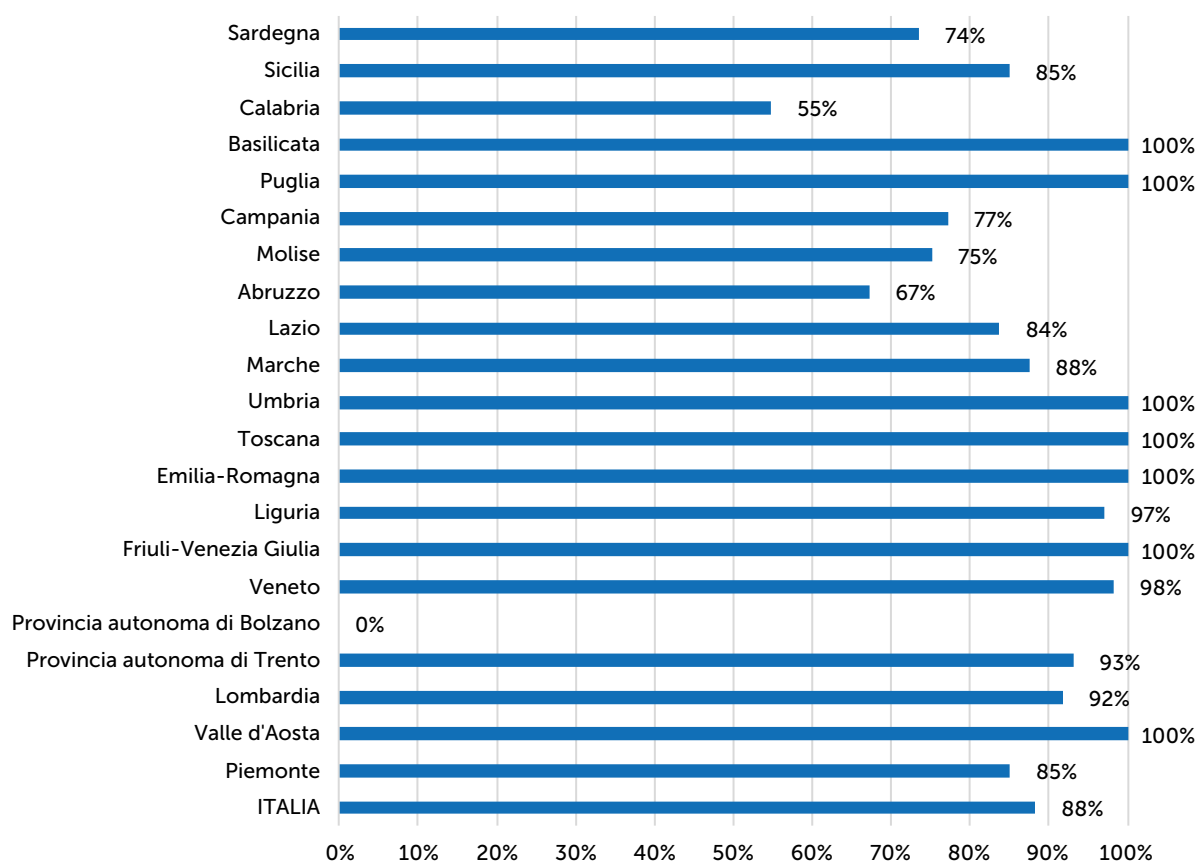
Con riferimento al Piano economico-finanziario 2022-2025, l'Autorità ha ricevuto le predisposizioni tariffarie relative a 5.987 ambiti tariffari<sup>49</sup> – di cui 5.961 comunali e 26 pluricomunali<sup>50</sup> – per un totale di circa 52,3 milioni di abitanti serviti (pari a circa il 90% della popolazione nazionale).

La figura 6.12 rappresenta le predisposizioni tariffarie riferite al secondo periodo regolatorio trasmesse per singola regione, in termini di popolazione interessata rispetto alla popolazione residente. La quota di popolazione interessata dalle suddette proposte coincide o si avvicina al 100% per Basilicata, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Puglia, Toscana, Umbria, Valle d'Aosta e Veneto; si attesta attorno al 90% per Lombardia, Marche e Provincia di Trento e sopra all'80% per Lazio, Piemonte e Sicilia; mentre il corrispondente dato per la Campania è di poco al di sotto di tale soglia. Per tutte le restanti regioni la quota di popolazione interessata è attorno al 70%, fatta eccezione per la Calabria, per la quale è pari a circa il 55%. La Provincia autonoma di Bolzano, infine, risulta inadempiente.

<sup>49</sup> I dati riportati sono aggiornati al 13 aprile 2023.

<sup>50</sup> 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).

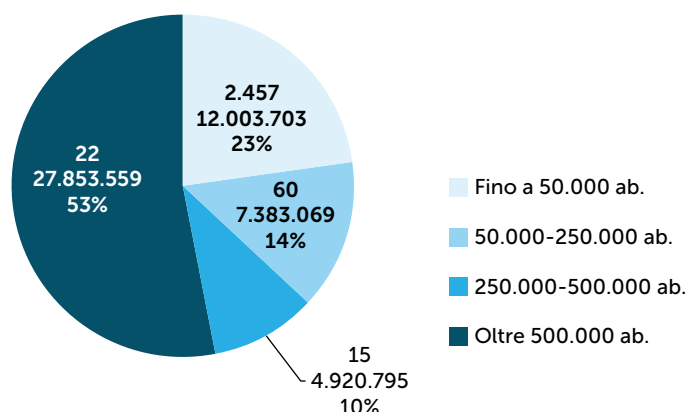
**FIG. 6.12** Predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità relative al periodo 2022-2025, per regione (% popolazione servita)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

La trasmissione è stata effettuata da 2.554 ETC, di cui 2.485 (97% del totale) operano per un singolo comune, mentre i restanti 69 svolgono le relative funzioni per più comuni; tra questi, i maggiori 20 hanno presentato proposte per 2.294 ambiti tariffari, corrispondenti a circa il 38,5% delle predisposizioni complessivamente ricevute. In proposito, si osserva una graduale, seppure lenta, entrata in operatività di taluni enti competenti sovracomunali in specifiche aree del Paese.

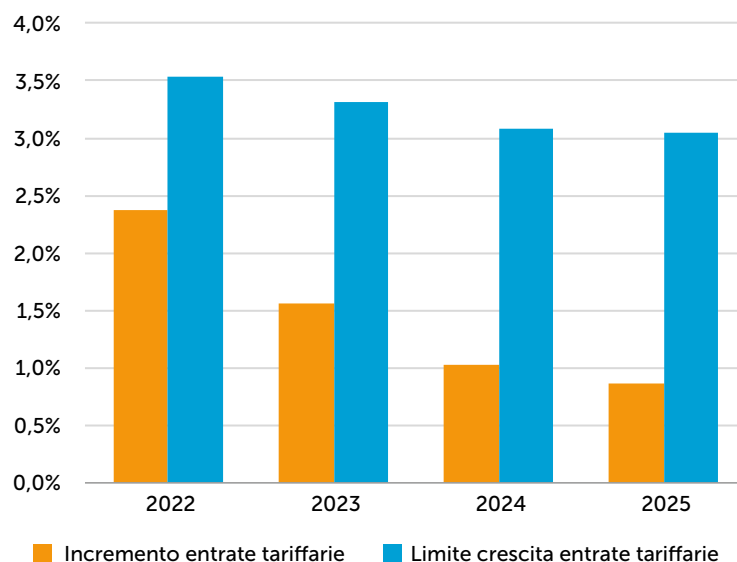
La successiva figura 6.13 illustra, con riferimento alla popolazione servita, le rilevanti differenze dimensionali degli ETC: i 37 enti più grandi in termini di popolazione interessata (ossia quelli che esercitano le proprie competenze su una quota di popolazione superiore a 250.000 abitanti) coprono il 63% della popolazione del campione. Diversamente, i restanti 2.517 riguardano, nel 98% dei casi, territori con meno di 50.000 abitanti e coprono complessivamente il 37% della popolazione del campione.

**FIG. 6.13** Distribuzione degli ETC per classi dimensionali<sup>(A)</sup>


(A) Per ciascuna classe dimensionale si indicano il numero di ETC, il numero di abitanti interessati dalle predisposizioni tariffarie trasmesse e la quota percentuale della popolazione interessata per la singola classe rispetto alla popolazione complessivamente coperta dalle predisposizioni trasmesse.

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Con riferimento ai contenuti delle predisposizioni tariffarie trasmesse, dall'analisi dei Piani economico-finanziari a disposizione dell'Autorità<sup>51</sup> emergono, innanzitutto, incrementi delle entrate tariffarie che variano tra il 2,4% del 2022 e lo 0,9% del 2025<sup>52</sup>. Come illustrato nella figura 6.14, le variazioni sopra descritte si realizzano a fronte di un valore medio del limite alla crescita che varia tra il 3,5% del 2022 e il 3,1% del 2025<sup>53</sup>.

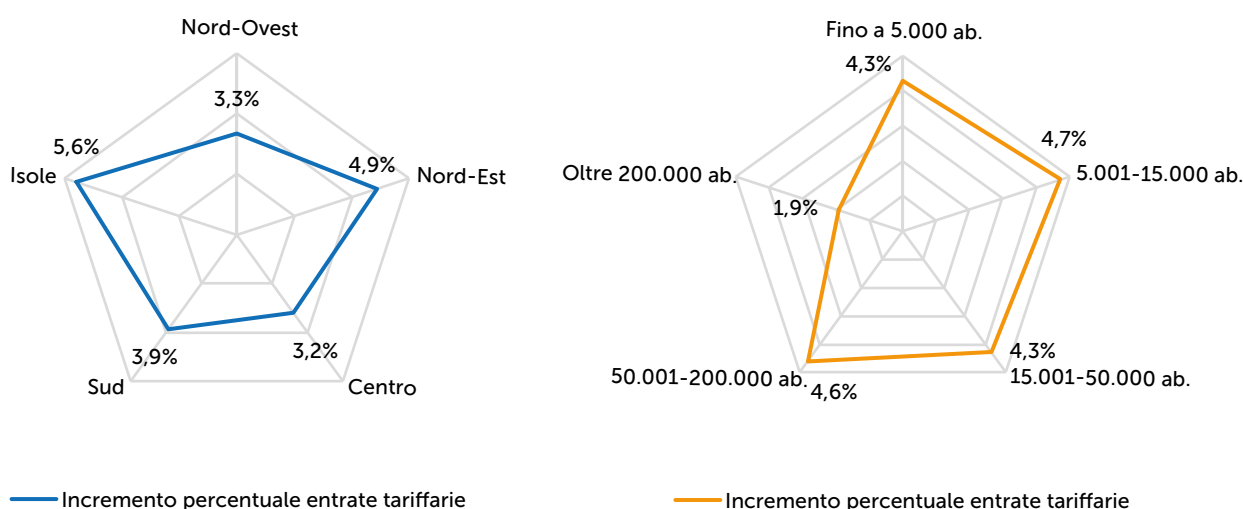
**FIG. 6.14** Variazione media annuale delle entrate tariffarie nel secondo periodo regolatorio (%)


Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

51 I dati presentati di seguito si riferiscono a 5.735 predisposizioni tariffarie, rispetto alle circa 6.000 caricate sul portale *extranet* dedicato alla raccolta delle proposte. Più precisamente, sono stati esclusi poco più di 125 ambiti tariffari caratterizzati 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, nonché un numero simile di ambiti per cui sono state trasmesse informazioni incomplete o evidentemente errate.

52 Tali dati sono calcolati come media – ponderata per il numero di abitanti residenti – delle variazioni delle entrate tariffarie di tutti gli ambiti, la cui predisposizione è stata oggetto di trasmissione all'Autorità (a eccezione degli ambiti esclusi, secondo quanto sopra descritto).

53 Anche tali valori sono ottenuti come media dei coefficienti fissati per ciascun ambito tariffario, ponderata per il numero di abitanti residenti in ciascun ambito tariffario. Ciò vale, in effetti, per tutti i dati medi illustrati in questo paragrafo.

**FIG. 6.15** Variazione media delle entrate tariffarie nel biennio 2022-2023 (%)

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Con riferimento al biennio 2022-2023, guardando alla distribuzione geografica delle proposte, le variazioni più consistenti (+5,6% nel biennio) si osservano nelle Isole, mentre le più contenute (poco più del 3%) si rilevano al Centro e nella macro-area Nord-Ovest, come mostrato nella figura 6.15. La classificazione dei medesimi dati per dimensione dell'ambito tariffario (in termini di popolazione residente)<sup>54</sup> restituisce valori di crescita poco differenziati (attorno a +4,5%, nel complesso, sul biennio) per tutte le classi dimensionali, a eccezione di quella che include gli ambiti con popolazione superiore a 200.000 abitanti, per cui si osservano incrementi delle entrate tariffarie contenuti (+2% circa nel biennio).

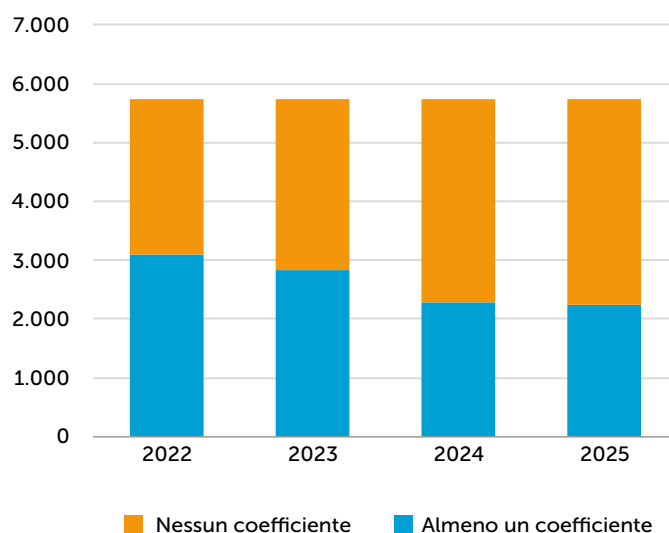
Di seguito si riportano alcuni dati relativi al ricorso, da parte degli ETC, agli strumenti di flessibilità nella determinazione delle entrate tariffarie e dei costi riconosciuti previsti dall'MTR-2, connessi al potenziamento o miglioramento del servizio, oppure a variazioni dello stesso legate all'attuazione del decreto legislativo n. 116/2020<sup>55</sup>. Si rappresentano, altresì, taluni dati relativi all'impiego, da parte dei medesimi ETC, delle leve decisionali concepite per trasmettere segnali di incentivo ai gestori del servizio e finalizzate a sostenere i processi di investimento per la *circular economy* e di miglioramento del servizio.

<sup>54</sup> Si è fatto riferimento a 5 classi dimensionali: ambiti entro i 5.000 abitanti; ambiti la cui popolazione è compresa tra 5.001 e 15.000 abitanti; ambiti di 15.001-50.000 abitanti; ambiti di 50.001-200.000 abitanti; ambiti con popolazione superiore a 200.000 abitanti.

<sup>55</sup> 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 3 aprile 2006, n. 152).

Con riferimento ai coefficienti che concorrono alla determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, la figura 6.16 mostra come, almeno per l'annualità 2022, per più del 50% degli ambiti tariffari sia stato valorizzato almeno un coefficiente tra  $QL_a$ ,  $PG_a$ <sup>56</sup> e  $C116_a$ <sup>57, 58</sup>.

**FIG. 6.16** Ricorso ai coefficienti per il limite alla crescita delle entrate tariffarie (numero ambiti)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

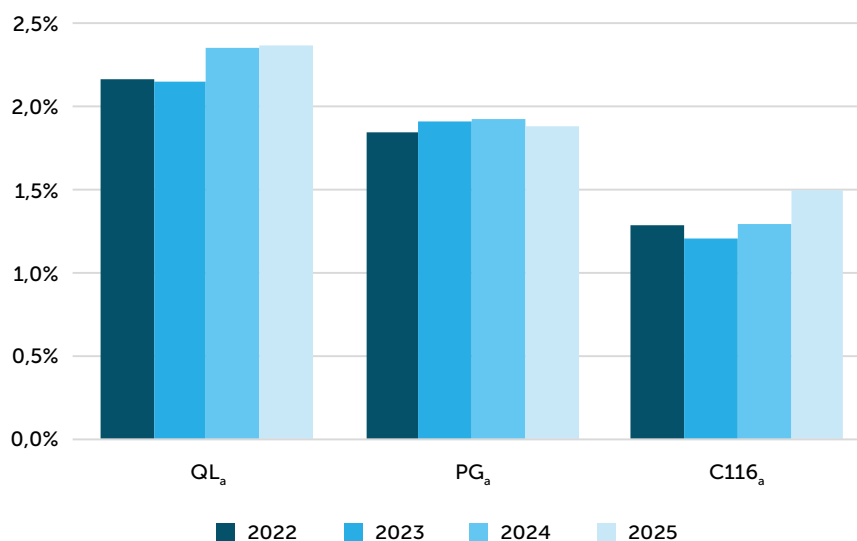
Più in dettaglio, i dati oggetto di analisi mostrano che il coefficiente  $QL_a$ , destinato a coprire, a partire dal 2022, anche i costi per l'adeguamento agli obblighi in termini di qualità del servizio disposti dal TQRIF, è stato valorizzato in circa 46 ambiti su 100 nel 2022-2023, per un valore medio (calcolato limitatamente agli ambiti per i quali il coefficiente è stato effettivamente impiegato) pari a 2,2%, come osservabile nella figura 6.17<sup>59</sup>. Anche il ricorso al coefficiente  $PG_a$  è stato significativo, interessando nel 2022 il 26% degli ambiti tariffari, con una valorizzazione media pari a 1,8%. Infine, la valorizzazione del coefficiente  $C116_a$  è avvenuta per il 5% degli ambiti nel 2022 e per il 3% degli ambiti nel 2023, con una valorizzazione media rispettivamente pari a 1,3% e 1,2%.

56 I coefficienti  $QL_a$ , per il miglioramento previsto della qualità e delle caratteristiche delle prestazioni erogate agli utenti, e  $PG_a$ , connesso alle modifiche del perimetro gestionale con riferimento ad aspetti tecnici e/o operativi, possono essere valorizzati da parte degli ETC solo in presenza dell'individuazione, da parte degli ETC medesimi, di obiettivi di miglioramento della qualità e delle caratteristiche delle prestazioni erogate e della previsione di modifiche al perimetro gestionale. La valorizzazione è ammessa rispettivamente entro i limiti del 4% e del 3%, a maggiorazione del limite alla crescita annuale del totale delle entrate tariffarie, e deve avvenire, attraverso quattro diversi schemi regolatori di opzioni, sulla base dell'effettiva situazione esistente a livello locale e delle relative determinazioni assunte in merito alle prestazioni di servizio da fornire e delle modalità organizzative da realizzare (vedi anche nota seguente).

57 Il coefficiente  $C116_a$  può essere valorizzato dagli ETC, entro il limite del 3%, per tenere conto degli eventuali impatti sui costi della gestione derivanti dall'attuazione delle norme del decreto legislativo n. 116/2020 in materia di qualificazione dei rifiuti prodotti da utenze non domestiche e di possibilità per tale tipologia di utenza di conferire i rifiuti urbani al di fuori del servizio pubblico. La valorizzazione del coefficiente  $C116_a$  lascia invariato il valore massimo consentito per il limite alla crescita annuale del totale delle entrate tariffarie.

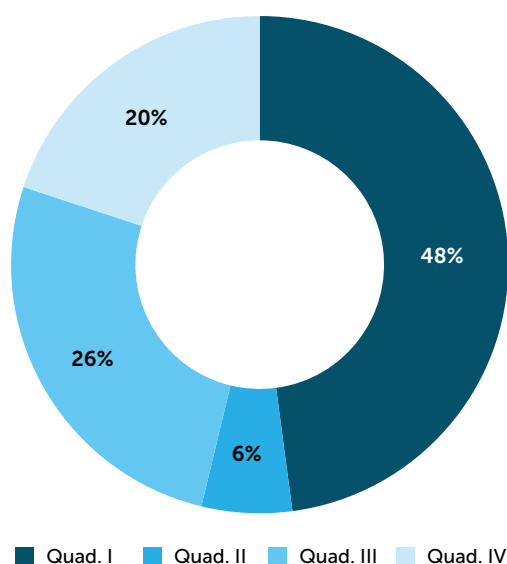
58 Se si analizza il medesimo dato per macro-area geografica, si osservano valori prossimi al 75% per il Centro e superiori al 60% per il Nord-Ovest e il Nord-Est, mentre nelle aree Sud e Isole i coefficienti sono stati valorizzati per meno del 30% degli ambiti tariffari. Se, inoltre, si guarda alla dimensione degli ambiti, si osserva una ricorrenza superiore all'80% per gli ambiti che interessano più di 200.000 abitanti, del 67% per quelli che interessano una popolazione compresa tra 50.000 e 200.000 abitanti, e compresa tra il 52% e il 59% per le altre classi dimensionali.

59 A completamento delle informazioni illustrate nella figura 6.6 e nella successiva figura 6.7, si presentano nel successivo paragrafo "Qualità del servizio: posizionamento delle gestioni nella matrice degli schemi regolatori" i dati relativi al posizionamento delle gestioni oggetto di analisi nella matrice di cui al comma 3.1 del TQRIF, secondo le dimensioni della previsione di obblighi e strumenti di controllo in materia di qualità tecnica e della previsione di obblighi in materia di qualità contrattuale.

**FIG. 6.17** Valori medi dei coefficienti per il limite alla crescita (%)

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

La figura 6.18 rappresenta la distribuzione delle predisposizioni tariffarie 2022 per ciascuno degli schemi regolatori di cui al comma 4.3 dell'MTR-2, evidenziando, in particolare, il ricorso agli obiettivi specifici di miglioramento della qualità e/o di incremento del perimetro gestionale per il 52% degli ambiti (collocazione nei quadranti II, III e IV), mentre, per circa il 20% degli ambiti, sono previsti sia target del primo tipo, sia target del secondo tipo (collocazione nel quadrante IV)<sup>60</sup>.

**FIG. 6.18** Collocazione delle proposte tariffarie 2022 negli schemi di cui al comma 4.3 dell'MTR-2 (%)

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

60 I quattro schemi regolatori riportano i limiti entro i quali possono essere valorizzati dagli ETC i coefficienti QL<sub>a</sub> e PG<sub>a</sub> e corrispondono ai quattro quadranti in cui è suddivisa la tabella a doppia entrata avente, in ascissa, la presenza o meno di variazioni del perimetro gestionale e, in ordinata, la presenza o meno di obiettivi di miglioramento dei livelli di qualità. In caso di collocazione nel quadrante I (nessuna variazione del perimetro gestionale e mantenimento dei livelli di qualità), i coefficienti sono entrambi nulli; nel quadrante II (presenza di variazioni del perimetro gestionale e mantenimento dei livelli di qualità), il coefficiente PG<sub>a</sub> può essere valorizzato entro il limite del 3%; nel quadrante III (nessuna variazione del perimetro gestionale e miglioramento dei livelli di qualità), il coefficiente QL<sub>a</sub> può essere valorizzato entro il limite del 4%; nel quadrante IV (presenza di variazioni del perimetro gestionale e miglioramento dei livelli di qualità), entrambi i coefficienti possono essere valorizzati entro i valori massimi dei limiti.

A completamento dell'analisi relativa alla determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, si osserva come il valore medio assunto dal coefficiente  $X_a$ <sup>61</sup>, determinato in esito alla valutazione del confronto tra il costo unitario effettivo di ciascun ambito tariffario e il *benchmark* di riferimento, nonché dei risultati raggiunti in termini di raccolta differenziata e di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo, varia tra lo 0,16% del 2022 e lo 0,17% del 2025 collocandosi, pertanto, su valori piuttosto vicini al limite inferiore dell'intervallo (0,1%-0,5%) fissato dall'Autorità<sup>62</sup>.

A fronte delle sopra illustrate evidenze sull'impiego dei coefficienti che riflettono obiettivi specifici di miglioramento o potenziamento del servizio, le componenti previsionali di costo operativo "incentivanti" ( $COI_{TV,a}^{exp}$  e  $COI_{TF,a}^{exp}$ )<sup>63</sup> sono state previste per il 20% degli ambiti con riferimento al 2022 e per il 17% dei medesimi 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  $CQ_{TF,a}^{exp}$ )<sup>64</sup>, impiegate per il 29% degli ambiti per il 2022 e il 37% degli stessi per il 2023, 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.

Con riferimento ai fattori di *sharing* per il sostegno ai processi di investimento per la *circular economy*, i valori assunti dal parametro  $\omega_a$ <sup>65</sup> riflettono la prevalenza di valutazioni positive della qualità ambientale dei servizi offerti dai gestori del servizio integrato: come illustrato nella figura 6.19, il parametro assume un valore pari a 0,1 per circa il 65% degli ambiti tariffari nel 2022-2023, pari a 0,2 o 0,3 per circa il 18% degli stessi e pari a 0,4 per gli ambiti residui. La distribuzione geografica dei valori sopra illustrati segnala *performance* ambientali ritenute soddisfacenti nelle macro-aree Nord-Ovest, Nord-Est, Isole e Centro<sup>66</sup>, mentre la macro-area Sud appare meno virtuosa<sup>67</sup>.

61  $X_a$  è il coefficiente di recupero di produttività ed è determinato dagli ETC, nell'ambito dell'intervallo di valori compreso fra 0,1% e 0,5%, tenendo conto congiuntamente del costo unitario effettivo della gestione (da porre a confronto con uno specifico *benchmark* di costo) e dei relativi risultati di qualità ambientale raggiunti (determinati, ancora una volta, dai livelli di raccolta differenziata e di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e di riciclo).

62 A livello di macro-area geografica, con riferimento al biennio 2022-2023, si osservano valori superiori alla media per il Centro (intervallo 0,22%) e per il Sud (0,17%-0,18%), mentre per le restanti aree il coefficiente è valorizzato nell'intervallo 0,13%-0,15%. Con riferimento alla dimensione degli ambiti, invece, il coefficiente assume valore superiore per gli ambiti che interessano più di 200.000 abitanti residenti (0,23%), rispetto a quello assunto per tutte le altre classi dimensionali (0,14%-0,16%).

63 Le componenti previsionali  $COI_{TV,a}^{exp}$  e  $COI_{TF,a}^{exp}$ , rispettivamente di costo variabile e di costo fisso, possono essere valorizzate dagli ETC per coprire gli oneri connessi al conseguimento di obiettivi di sviluppo impiantistico e diffusione di nuove tecnologie nell'ambito del ciclo e/o all'introduzione di standard e livelli qualitativi migliori (o ulteriori) rispetto a quelli minimi fissati dalla regolazione.

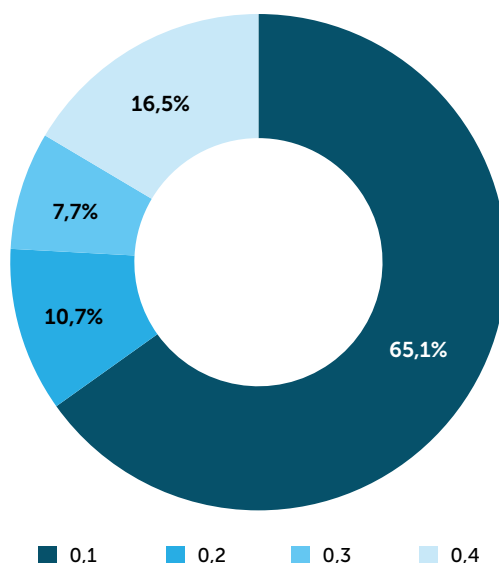
64 Le componenti previsionali  $CQ_{TV,a}^{exp}$  e  $CQ_{TF,a}^{exp}$ , rispettivamente di costo variabile e di costo fisso, possono essere valorizzate dagli ETC per coprire gli oneri connessi all'adeguamento agli standard e ai livelli qualitativi minimi fissati dall'Autorità nel TQRIF.

65 Il parametro  $\omega_a$  è impiegato per la modulazione del fattore di *sharing* dei proventi derivanti dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi di *compliance*,  $b(1 + \omega_a)$ , ed è determinato in coerenza con le valutazioni compiute in merito al rispetto degli obiettivi di raccolta differenziata raggiunti (misurato attraverso il coefficiente  $\gamma_{1,a}$ ) e al livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo (misurato con  $\gamma_{2,a}$ ). Il parametro è minimo e pari a 0,1 in caso di valutazione soddisfacente sia per il rispetto degli obiettivi di raccolta differenziata sia per il livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo; è massimo e pari a 0,4 nel caso in cui le valutazioni siano entrambe insoddisfacenti e assume valore pari a 0,2 (0,3) in caso di valutazione soddisfacente per il rispetto degli obiettivi di raccolta differenziata e insoddisfacente per il livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo (o viceversa).

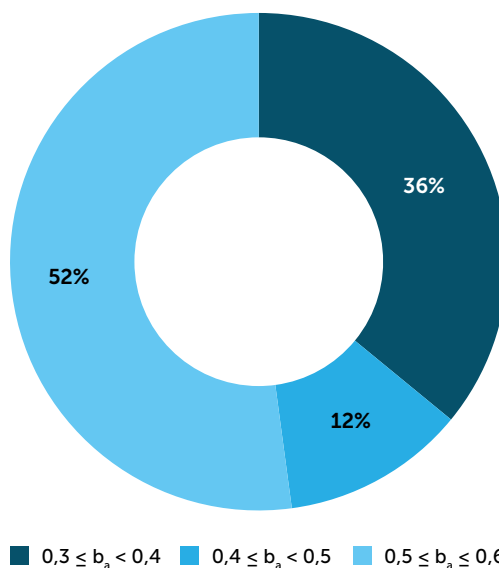
66 Il parametro assume il valore di 0,1, rispettivamente, per l'81% degli ambiti della macro-area Nord-Ovest, per circa il 70% degli ambiti della macro-area Nord-Est, per circa il 70% degli ambiti della macro-area Isole e per poco più del 50% di quelli della macro-area Centro.

67 Con riferimento alla macro-area Sud, il parametro assume valore 0,1 per circa il 37% degli ambiti, mentre assume valore 0,2 o 0,3 nel 35% circa degli ambiti e, infine, valore 0,4 nel 28% degli ambiti.



**FIG. 6.19** Valori del parametro  $\omega$  nel biennio 2022-2023 (%)

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

**FIG. 6.20** Valori del fattore di sharing  $b_a$  nel biennio 2022-2023 (%)

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Nel medesimo periodo, la figura 6.20 segnala che il fattore di *sharing*  $b_a$ <sup>68</sup> assume valori premianti per circa il 36% degli ambiti, valori intermedi per il 12% e valori prossimi all'estremo superiore nel rimanente 52% degli ambiti<sup>69</sup>. Con riferimento a tale ultimo aggregato, il fattore  $b_a$  risulta prossimo o coincidente con l'estremo superiore dell'intervallo individuato dall'MTR-2 pur in presenza di valutazioni positive della qualità ambientale dei servizi offerti dai gestori in circa il 75% dei casi, segnalando, evidentemente, un'esigenza di valorizzazione del fattore di

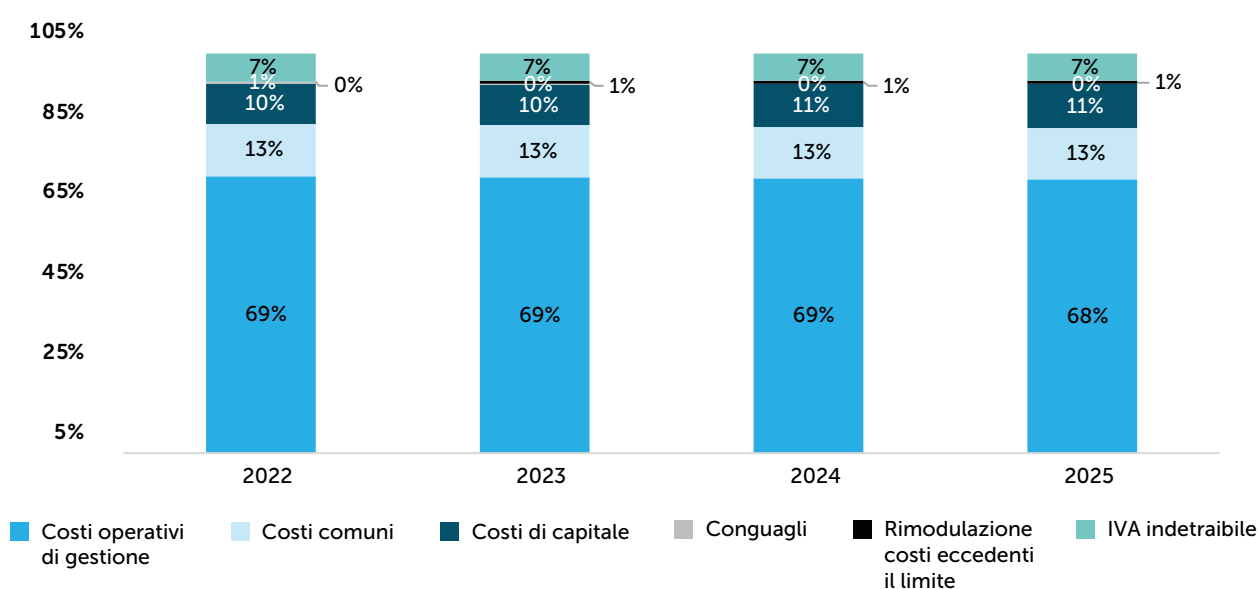
<sup>68</sup>  $b_a$  è il fattore di *sharing* dei proventi, il cui valore è determinato dagli ETC – nell'ambito dell'intervallo compreso tra 0,3 e 0,6 – in ragione del potenziale contributo dell'*output* recuperato al raggiungimento dei target europei.

<sup>69</sup> 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).

sharing a tutela dell'utenza, mentre nel rimanente 25% dei casi riflette, effettivamente, un giudizio negativo sulle prestazioni ambientali dei gestori.

All'insieme delle predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità e qui oggetto di analisi, corrispondono costi di gestione pari a circa 10,7 miliardi di euro per il 2022<sup>70</sup>. Come rappresentato nella figura 6.21, i costi operativi di gestione e costi comuni pesano circa per l'80% dei costi complessivi, mentre i costi di capitale valgono quasi il 10%<sup>71</sup>. 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.

**FIG. 6.21** Composizione media dei costi di gestione 2022-2025 (%)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

La figura 6.22, che mostra, più nel dettaglio (e con riferimento all'annualità 2022), i pesi delle diverse componenti di costo, evidenzia la significativa quota di oneri attribuibile alla componente  $CRD_a^{72}$ , che vale circa il 25% del totale.  $CTR_a^{73}$  e  $CTS_a^{74}$ , considerati congiuntamente, raggiungono una quota di poco inferiore (23%);  $CRT_a^{75}$  vale il 9% e, in riferimento alle componenti delle "entrate tariffarie fisse", hanno un peso considerevole i costi comuni ( $CC_a^{76}$ , inclusivi dei costi di gestione della tariffa, 13%), i costi operativi dello spazzamento ( $CSL_a^{77}$ , 11%), oltre ai

70 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 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 2022, circa 285 milioni di euro. Viceversa, non sono considerati, ossia sottratti ai suddetti costi, i ricavi derivanti dalla vendita di materiale ed energia.

71 Le quote sono determinate come media, ponderata per la popolazione residente, dei pesi delle medesime categorie di costo in ciascun ambito tariffario.

72  $CRD_a$  è la componente di costo variabile a copertura dei costi dell'attività di raccolta e trasporto delle frazioni differenziate.

73  $CTR_a$  è la componente di costo variabile a copertura dei costi dell'attività di trattamento e recupero dei rifiuti urbani.

74  $CTS_a$  è la componente di costo variabile a copertura dei costi dell'attività di trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani.

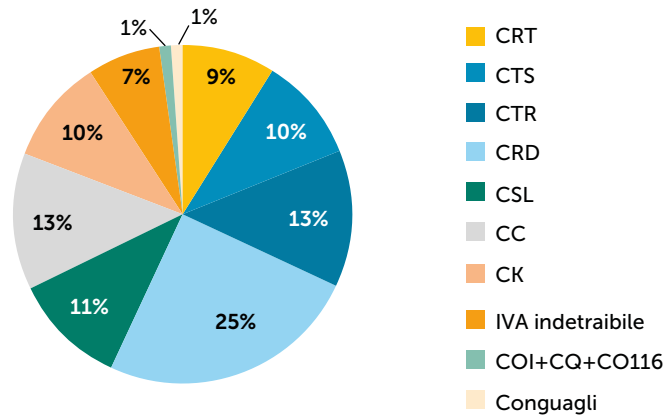
75  $CRT_a$  è la componente di costo variabile a copertura dei costi dell'attività di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani indifferenziati.

76 I costi operativi comuni  $CC_a$  includono: i costi per l'attività di gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti ( $CARC_a$ ); i costi generali di gestione relativi sia al personale non direttamente impiegato nelle attività operative del servizio integrato, sia, in generale, la quota parte dei costi di struttura ( $CGG_a$ ); i costi relativi alla quota di crediti inesigibili ( $CCD_a$ ); gli oneri di funzionamento degli Enti territorialmente competenti, di ARERA, nonché gli oneri locali ( $CO_{AL,a}$ ).

77  $CSL_a$  è la componente dei costi operativi di gestione per l'attività di spazzamento e lavaggio, inclusi lo svuotamento cestini e la raccolta foglie, la raccolta dei rifiuti abbandonati, la raccolta e il trasporto dei rifiuti da attività cimiteriale e la raccolta dei rifiuti vegetali provenienti da aree verdi.

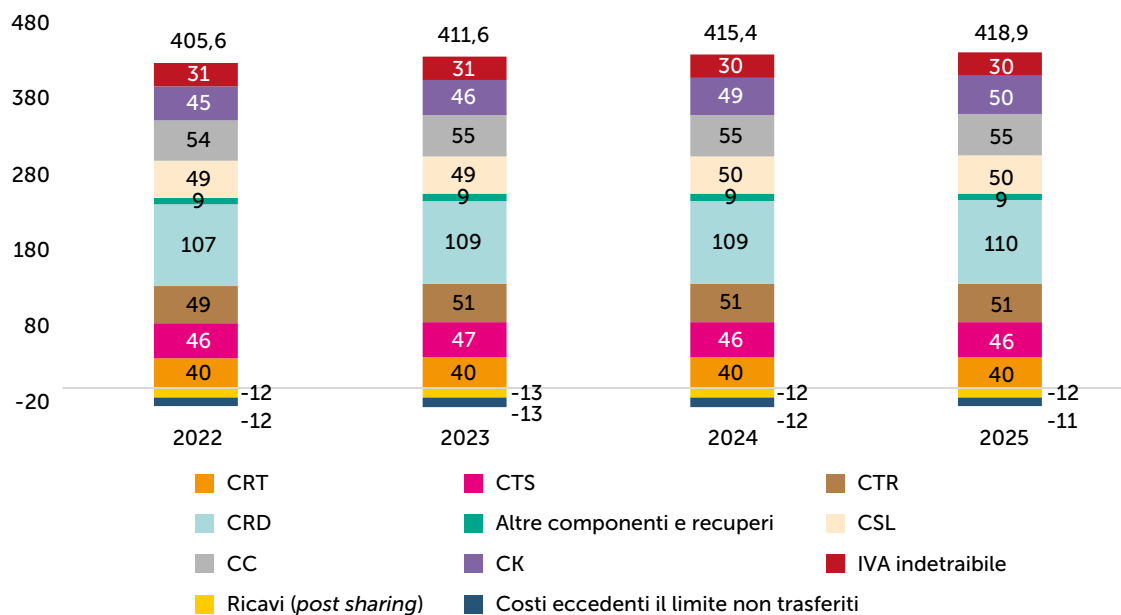
già richiamati costi di capitale (10%). Infine, come già accennato, le componenti di costo previsionale, così come quelle di conguaglio, pesano, in media, l'1% circa.

**FIG. 6.22** Composizione media dei costi di gestione nel 2022, dettaglio per componente



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

**FIG. 6.23** Entrate tariffarie medie unitarie 2022-2025, dettaglio per componente (€/t)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Nella figura 6.23, per ciascuna annualità del periodo regolatorio 2022-2025, è illustrata la composizione media delle entrate tariffarie validate dagli ETC espressa in termini unitari, ovvero per tonnellata di rifiuti urbani prodotti<sup>78</sup>: per l'annualità 2022 in media le entrate tariffarie validate si attestano intorno ai 406 €/t, mentre nel 2023 il valore risulta pari a 411 €/t<sup>79</sup>.

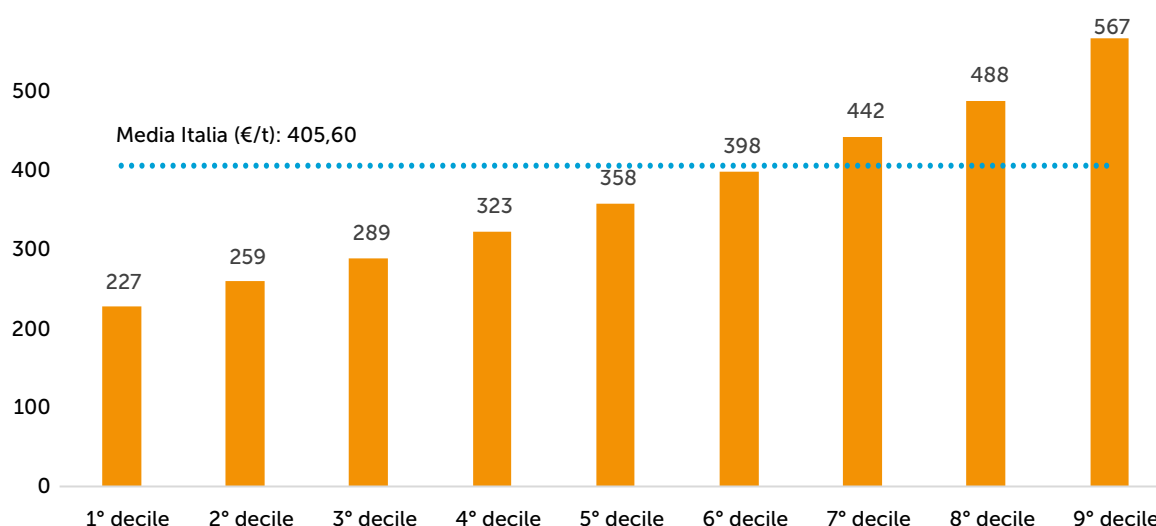
78 Ai fini delle analisi sono state considerate le tonnellate di rifiuti urbani prodotte nel 2020 da ciascun ambito tariffario.

79 Si precisa che i valori totali delle entrate tariffarie sono al lordo delle detrazioni previste dall'art. 1.4 della determina 4 novembre 2021, 2/2021 – DRIF.

Oltre alle singole componenti di costo che determinano le entrate tariffarie, la figura evidenzia i ricavi da recupero di materia e/o di energia che vengono scomputati dall'ammontare totale dei costi, nonché la quota di costo che, eccedendo il limite di crescita, non viene trasferita sugli utenti. Tali quote complessivamente rappresentano il 6% del totale dei costi.

Infine, la distribuzione delle predisposizioni tariffarie oggetto di analisi secondo il valore (unitario) delle entrate tariffarie validate, ai sensi dell'MTR-2, dagli ETC, permette di apprezzare la significativa eterogeneità dei costi del servizio integrato trasferiti agli utenti. La figura 6.24 mostra come l'80% delle predisposizioni tariffarie ricada nell'ampio intervallo compreso tra 227 €/t e 567 €/t di rifiuto prodotto. 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. Considerando l'ultimo decile della distribuzione, vi si collocano prevalentemente ambiti tariffari (comunali) di dimensione contenuta in termini di popolazione e caratterizzati da elevati flussi turistici. Si osserva, peraltro, che in molti di tali casi la quota prevalente delle entrate tariffarie che si trasformano in gettito tariffario va a gravare sugli utenti non domestici.

**FIG. 6.24** Distribuzione delle proposte tariffarie per livello delle entrate tariffarie nel 2022 (€/t)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

## Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Come illustrato più in dettaglio nel Volume II di questa *Relazione Annuale* e richiamato nell'introduzione di questo Capitolo, l'istruttoria e approvazione dei Piani economico-finanziari quadriennali relativi al periodo 2022-2025 ha preso avvio nella seconda parte del 2022: la tavola 6.5 descrive lo stato delle approvazioni delle predisposizioni relative a ciascuna annualità dei primi due periodi regolatori<sup>80</sup>.

<sup>80</sup> I dati e le approvazioni tariffarie relativi sia al primo periodo regolatorio che al secondo sono aggiornati al 16 maggio 2022.

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 circa 12,7 milioni di abitanti (il 21,5% della popolazione nazionale); il corrispondente dato per il 2021 è di poco superiore a 10,7 milioni di abitanti (il 18% della popolazione nazionale); infine, quasi 6,9 milioni di abitanti sono interessati dall'approvazione dei Piani economico-finanziari relativi a tutte le annualità del primo e del secondo periodo regolatorio (circa l'11,5% della popolazione nazionale).

Il numero di ambiti tariffari si avvicina a 400 per il 2020, mentre quello dei comuni che afferiscono a tali ambiti è prossimo a 500. I corrispondenti dati per il 2021 mostrano poco più di 300 ambiti tariffari e 400 comuni, mentre per il 2022 gli ambiti sono poco più di 90 e i comuni afferenti sono quasi 200.

La variazione su base annuale delle entrate tariffarie è pari a circa 0,8% per il 2020 e 1,7% per il 2021, mentre per il quadriennio 2022-2025 tale dato non si discosta in misura significativa dai dati medi illustrati nel paragrafo "Predisposizioni tariffarie 2022-2025 trasmesse all'Autorità", fatta eccezione per il 2022, per cui la variazione che si osserva per il gruppo di predisposizioni oggetto di approvazione è pari allo 0,9%, mentre il dato medio relativo al complesso delle predisposizioni trasmesse (Fig. 6.14) indica una crescita delle entrate tariffarie pari a quasi il 2,4%<sup>81</sup>.

**TAV. 6.5** 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 DELLE ENTRATE TARIFFARIE RISPETTO ALL'ANNO PRECEDENTE
2020	65	381	440	12.666.404	481	0,75%
2021	41	307	340	10.775.793	408	1,67%
2022	23	93	108	6.863.006	193	0,89%
2023	23	93	106	6.863.006	193	1,40%
2024	23	93	105	6.863.006	193	0,77%
2025	23	93	105	6.863.006	193	1,02%

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative alle annualità dal 2020 al 2025.

Come si osserva dalla tavola 6.6, le approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2020 e 2021 riguardano, in prevalenza, gli utenti delle macro-aree Nord-Ovest e Nord-Est mentre, sempre in termini di popolazione interessata, la quota della macro-area Centro è pari a circa il 18% e le quote residue (la cui somma per il 2020 raggiunge circa il 18%) sono distribuite tra Sud e Isole. Con riferimento alle predisposizioni 2022-2025, la polarizzazione delle approvazioni appare, per il momento, più consistente.

Le entrate tariffarie per abitante approvate, e in particolare quelle riguardanti il piano economico-finanziario 2020, risultano eterogenee tra ambiti tariffari, riflettendo *in primis* la disomogeneità esistente nelle condizioni di contesto e nelle caratteristiche del servizio erogato. Le tavole 6.7, 6.8 e 6.9 illustrano le entrate tariffarie medie e

<sup>81</sup> I dati rappresentati nella tavola 6.1 sono i dati medi delle variazioni delle entrate tariffarie, ponderate per la popolazione residente in ciascun ambito tariffario.

le variazioni medie delle medesime<sup>82</sup> secondo la dimensione dell'ambito tariffario, facendo riferimento, rispettivamente, alle predisposizioni relative al 2020, al 2021 e al 2022, approvate dall'Autorità.

**TAV. 6.6** *Distribuzione geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie*

MACRO-AREA GEOGRAFICA	PEF 2020		PEF 2021		PEF 2022-2025	
	N. ABITANTI	%	N. ABITANTI	%	N. ABITANTI	%
<b>Nord-Ovest</b>	4.329.165	34,2%	3.967.277	36,8%	3.654.554	53,3%
<b>Nord-Est</b>	3.812.043	30,1%	3.769.059	35,0%	2.605.050	38,0%
<b>Centro</b>	2.302.181	18,2%	1.980.792	18,4%	332.605	4,8%
<b>Sud</b>	1.561.252	12,3%	686.142	6,4%	52.819	0,8%
<b>Isole</b>	661.763	5,2%	367.861	3,4%	217.978	3,2%
<b>TOTALE COMPLESSIVO</b>	<b>12.666.404</b>	<b>-</b>	<b>10.771.131</b>	<b>-</b>	<b>6.863.006</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021.

**TAV. 6.7** *Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari*

CLASSE DI POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2011)	MEDIA DI ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
<b>Fino a 5.000 ab.</b>	177	346.923	190,6	1,5%
<b>5.001-15.000 ab.</b>	95	850.652	182,6	0,7%
<b>15.001-50.000 ab.</b>	47	1.346.331	194,7	1,0%
<b>50.001-200.000 ab.</b>	50	4.669.277	221,5	1,0%
<b>Oltre 200.000 ab.</b>	12	5.453.221	230,3	0,4%
<b>TOTALE COMPLESSIVO</b>	<b>381</b>	<b>12.666.404</b>	<b>219,0</b>	<b>0,8%</b>

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

**TAV. 6.8** *Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari*

CLASSE DI POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2011)	MEDIA DI ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
<b>Fino a 5.000 ab.</b>	153	301706	196,7	1,4%
<b>5.001-15.000 ab.</b>	67	607.216	193,2	1,4%
<b>15.001-50.000 ab.</b>	33	938.837	203,0	1,8%
<b>50.001-200.000 ab.</b>	44	4.079.986	218,1	1,2%
<b>Oltre 200.000 ab.</b>	10	4.843.386	232,4	2,1%
<b>TOTALE COMPLESSIVO</b>	<b>307</b>	<b>10.771.131</b>	<b>221,2</b>	<b>1,7%</b>

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2021.

82 Ancora una volta, si tratta di medie ponderate per la popolazione di ciascun ambito tariffario.

**TAV. 6.9** Predisposizioni tariffarie, riferite al periodo 2022-2025, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE DI POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA DI ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	40	1525662	214,7	2,1%
5.001-15.000 ab.	32	85.298	161,2	1,6%
15.001-50.000 ab.	3	95.949	238,7	4,0%
50.001-200.000 ab.	17	4.958.793	217,7	0,4%
Oltre 200.000 ab.	1	197.304	179,1	1,3%
<b>TOTALE COMPLESSIVO</b>	<b>93</b>	<b>6.863.006</b>	<b>215,5</b>	<b>0,9%</b>

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Con riferimento all'individuazione dei coefficienti relativi a obiettivi specifici di miglioramento della qualità e di ampliamento del perimetro gestionale, che hanno impatto sulla determinazione del limite alla crescita annua delle entrate tariffarie, la tavola 6.10 descrive il posizionamento nella matrice di cui al comma 4.3 dell'MTR-2<sup>83</sup> delle gestioni finora oggetto di approvazione.

**TAV. 6.10** Schemi regolatori selezionati dagli Enti territorialmente competenti

SCHEMI REGOLATORI	PEF 2020		PEF 2021		PEF 2022-2025 ANNUALITÀ 2022		PEF 2022-2025 ANNUALITÀ 2023	
	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI)	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI)	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI)	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI)	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)
Schema I	6.596.028	142	5.103.828	124	2.139.369	10	2.516.602	15
Schema II	1.458.929	37	513.304	37	227.282	2	0	0
Schema III	960.573	50	601.771	77	2.409.891	55	2.563.909	56
Schema IV	2.951.569	120	4.552.228	69	2.086.464	26	1.782.495	22
<b>TOTALE COMPLESSIVO</b>	<b>11.813.249</b>	<b>349</b>	<b>10.765.093</b>	<b>305</b>	<b>6.863.006</b>	<b>93</b>	<b>6.863.006</b>	<b>93</b>

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021 e al periodo 2022-2025.

Emerge, in particolare, il seguente quadro:

- si collocano nello schema I – in quanto l'ETC non ha individuato alcuna variazione di perimetro gestionale né di qualità delle prestazioni – 142 dei 349 ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria 2020, 124 dei 305 ambiti per cui è stata approvata la predisposizione 2021 e, rispettivamente, 10 (per l'annualità 2022) e 15 (per il 2023) dei 93 ambiti per cui è stata approvata la predisposizione 2022-2025; tali ambiti rappresentano circa il 50% della popolazione interessata per il 2020 e per il 2021, mentre per il 2022-2023 (per cui, tuttavia, è più contenuto il numero di predisposizioni approvate) la suddetta quota scende sotto il 40% (31% per il 2022 e 37% per il 2023); inoltre, per i menzionati gruppi di ambiti tariffari è stata approvata una variazione tariffaria media annua pari a 0,14% (relativamente all'annualità 2020), 1,71% (relativamente all'annualità 2021)<sup>84</sup> e, rispettivamente, 0,07% e 1,02% per il 2022 e il 2023;

<sup>83</sup> Dai dati sono escluse le approvazioni relative a casi di inattività del gestore, per cui non rilevano le eventuali decisioni dell'ETC rispetto al posizionamento in uno dei quattro quadranti.

<sup>84</sup> Da tale ultimo dato, superiore all'1,6%, ossia al massimo valore che il limite poteva assumere nel 2020 e nel 2021 in caso di mancato ricorso ai coefficienti  $QL_3$  e  $PG_3$  e di selezione del valore minimo per il coefficiente  $X_3$ , si deduce il ricorso agli 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.

- 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 – 37 ambiti per cui è stata approvata la predisposizione 2020 (11,5% in termini di popolazione interessata) e altrettanti ambiti per cui è stata approvata la predisposizione 2021 (che, tuttavia, rappresentano solo il 5% circa della popolazione interessata); mentre per il 2022-2023 si collocano in tale quadrante rispettivamente 2 e 0 ambiti (per il 2022 tali ambiti corrispondono al 3% della popolazione interessata); la variazione media delle entrate tariffarie del primo aggregato è pari a 1,61%, quella del secondo è pari a 1,33% ed è simile la variazione per le due predisposizioni 2022 (1,40%);
- 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 – 50 ambiti tariffari oggetto di approvazione per il 2020, 77 oggetto di approvazione per il 2021 e ben 55 e 56 per il 2022 e per il 2023, rappresentativi, rispettivamente, dell'8%, del 6%, del 35% e del 37% della popolazione interessata; per tali gruppi, inoltre, è stata approvata una variazione tariffaria media annua rispettivamente pari al 2,18%, al 3,98% e, con riferimento al secondo periodo regolatorio, allo 0,40% per il 2022 e all'1,34% per il 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 – 120 ambiti tariffari oggetto di approvazione per il 2020, 69 oggetto di approvazione per il 2021, nonché 26 oggetto di approvazione per il 2022 e 22 per il 2023, rappresentativi, rispettivamente, del 22%, del 42%, del 30% e del 26% della popolazione interessata; per i menzionati gruppi di ambiti tariffari è stata approvata una variazione tariffaria media annua dell'1,69% per l'anno 2020, dell'1,36% per il 2021, del 2,24% per il 2022 e del 2,24% per il 2023.

Con riferimento ai costi operativi incentivanti  $COI_{TV,a}^{exp}$  e  $COI_{TF,a}^{exp}$ <sup>85</sup>, l'Autorità ne ha riscontrato la valorizzazione, nel Piano economico-finanziario 2020, per 99 predisposizioni sulle 381 approvate, e nel Piano economico-finanziario 2021 per 88 predisposizioni sulle 307 approvate (rispettivamente, cioè, nel 26% e nel 29% delle proposte tariffarie).

Per quanto concerne il 2022-2023, le componenti previsionali in parola sono state valorizzate, rispettivamente, solo in 11 e in 10 delle 93 predisposizioni finora approvate. Se si guarda, tuttavia, al ricorso alle componenti di eguale natura  $COQ_{TV,a}^{exp}$  e  $COQ_{TF,a}^{exp}$ <sup>86</sup>, si rinvencono ulteriori 11 gestioni per il 2022 e 13 gestioni per il 2023, per cui sono stati valorizzati costi previsionali orientati al raggiungimento di obiettivi di miglioramento qualitativo del servizio.

Se le leve decisionali relative ai fattori di *sharing* dei proventi,  $b_a$  e  $\omega_a$ , 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)<sup>87</sup>, nel 2022-2025 la necessaria coerenza tra prestazioni e quantificazione del parametro incentivante, imposta dall'MTR-2 per il parametro  $\omega_a$ , ha determinato risultati opposti: per circa il 70% delle predisposizioni, per il parametro in questione, è stato fissato il valore minimo nell'intervallo individuato dall'Autorità, ossia 0,1, e solo per il 5% è stato individuato il valore 0,4, estremo superiore del suddetto *range*. Diversamente, l'impiego del fattore di *sharing*  $b_a$  è

85 Si ricorda che  $COI_{TV,a}^{exp}$  e  $COI_{TF,a}^{exp}$  sono componenti di natura previsionale destinate alla copertura degli oneri variabili e fissi attesi per il conseguimento di target specifici di miglioramento dei livelli di qualità e/o alle modifiche del perimetro gestionale.

86 Si ricorda che  $COQ_{TV,a}^{exp}$  e  $COQ_{TF,a}^{exp}$  sono le componenti di costo previsionali finalizzate alla copertura degli oneri variabili e fissi aggiuntivi per la *compliance* con gli standard del TQRIF.

87 Sia  $b_a$  sia  $\omega_a$  sono stati valorizzati al limite superiore dell'intervallo definito dall'Autorità o a valori prossimi a tale limite per il 70%-75% degli ambiti, sia per il 2020 che per il 2021.



rimasto, nel 2022-2025, prevalentemente orientato alla riduzione delle tariffe per l'utenza, anche se si osserva un significativo riequilibrio delle scelte degli ETC, in favore di decisioni tese a sfruttare il carattere incentivante dello strumento (il parametro assume valori pari o prossimi al limite superiore nel 45-48% dei casi, mentre assume valori intermedi nel 28-30% dei casi e premianti nel 24-25% dei casi).

## Predisposizioni 2022-2025 per i servizi di trattamento

L'Autorità ha richiesto alle regioni e alle province autonome le informazioni impiegate per l'individuazione degli impianti di chiusura del ciclo "minimi" e di quelli "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi", nonché dei relativi flussi di rifiuti oggetto di regolazione tariffaria e della classificazione degli stessi in flussi di prossimità e non. L'Autorità ha altresì richiesto agli stessi soggetti l'indicazione dell'Organismo competente alla validazione e alla trasmissione delle predisposizioni tariffarie, rappresentato proprio dalla regione, o da un altro ente dalla stessa individuato.

In 9 Regioni e una Provincia autonoma si è provveduto a deliberare sull'individuazione degli impianti "minimi" (e degli afferenti impianti "intermedi") mediante un atto formale della Giunta regionale/provinciale. Un'ulteriore Regione ha demandato la valutazione agli Enti di governo dell'ambito in essa costituiti, alcuni dei quali hanno provveduto attraverso propri atti formali. Nelle altre Regioni e nella restante Provincia Autonoma, l'individuazione risulta essere stata effettuata a livello tecnico, sulla base delle valutazioni e delle decisioni prese dai competenti uffici regionali/provinciali. In caso di mancata comunicazione all'Autorità, tutti gli impianti di chiusura del ciclo (diversi da quelli gestiti dall'operatore integrato) localizzati nel territorio di pertinenza sono da intendersi qualificati come "aggiuntivi".

Con riferimento all'individuazione dell'Organismo competente alla validazione delle proposte tariffarie:

- 4 Regioni hanno indicato la Regione medesima, in uno dei casi nelle more dell'entrata in operatività di un Ente di governo regionale;
- una Regione ha segnalato la recente introduzione di una disciplina degli Enti di governo dell'ambito, che attribuisce a tali soggetti la qualifica di Organismi competenti, ma sembra trattenere temporaneamente le competenze di raccolta e validazione delle predisposizioni tariffarie;
- 8 Regioni hanno attribuito le funzioni di Organismo competente a Enti di governo dell'ambito già costituiti e operativi (in un caso l'operatività dell'Ente di governo dell'ambito è molto recente);
- una Regione ha distribuito le competenze tra se stessa e gli Enti di governo dell'ambito, in relazione all'impianto, mentre un'altra ha stabilito che la funzione di Organismo competente sia svolta dall'Autorità competente all'approvazione del progetto dell'impianto (differente secondo la tipologia di impianto).

Nei restanti casi, non è stata data indicazione specifica ed esaustiva in merito all'individuazione dell'Organismo competente, oppure è stato comunicato di non avere ancora preso una decisione in merito.

Per quanto concerne la trasmissione all'Autorità delle predisposizioni tariffarie per il periodo 2022-2025, alla data del 12 maggio 2023, sono pervenute 61 proposte da 13 Organismi competenti, riferite prevalentemente a impianti operanti nel Nord e nel Centro del Paese. Le predisposizioni riguardano 39 impianti di chiusura del ciclo "minimi" e 22 impianti "intermedi".

## Meccanismi di garanzia

Con riferimento ai meccanismi di garanzia di cui alle previsioni dell'art. 9 della delibera 363/2021/R/rif (MTR-2) e inerenti alle procedure di approvazione tariffaria, nel corso dell'anno 2022, l'Autorità ha ricevuto complessivamente 68 segnalazioni di inerzia<sup>88</sup>, 62 delle quali riguardavano situazioni di inerzia dei gestori del servizio di gestione dei rifiuti urbani, mentre le restanti 6 avevano a oggetto l'inerzia di gestori di impianti minimi o intermedi.

In proposito, è opportuno evidenziare che, rispetto al quadro registrato per l'anno precedente (erano pervenute allora 116 richieste di intervento), nel periodo temporale oggetto della presente *Relazione Annuale* si registra una significativa riduzione (di più del 40%) rispetto al numero di richieste di intervento da parte degli Enti territorialmente competenti/Organismi competenti. Tale quadro è stato determinato, verosimilmente, da una parte, dalle modifiche regolatorie intervenute con l'MTR-2, che hanno allocato a livello territoriale la prima fase di attivazione dei meccanismi di garanzia, attribuendo all'Organismo competente il compito di diffidare i gestori; dall'altra parte, dalla sempre più accresciuta conoscenza e consapevolezza da parte dei soggetti coinvolti nell'applicazione della metodologia tariffaria.

All'esito dell'attività istruttoria di competenza, con riferimento ad alcuni ambiti tariffari, l'Autorità – in attuazione di quanto previsto dall'art. 9.2 dell'MTR-2 e verificata la sussistenza dei presupposti regolatori per procedere – ha dato seguito alle segnalazioni pervenute, provvedendo, con la delibera 22 febbraio 2022, 70/2022/R/rif, a intimare ai gestori interessati l'adempimento dell'obbligo di trasmissione, al rispettivo Ente territorialmente competente, dei dati e dei documenti prescritti per l'elaborazione delle predisposizioni tariffarie in materia di gestione dei rifiuti urbani, secondo le previsioni dell'MTR-2.

Per la restante parte, risulta che i procedimenti di garanzia attivati a livello locale si siano risolti con l'adempimento degli obblighi regolatori da parte dei soggetti interessati, anche a seguito del supporto e dei chiarimenti forniti dall'Autorità, ovvero con la predisposizione dei PEF da parte degli ETC sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione, ai sensi dell'art. 9.3 dell'MTR-2.

Relativamente alle segnalazioni di inerzia di gestori di impianti di chiusura del ciclo "minimi" o "intermedi", si rileva che – fatta eccezione per la situazione relativa a una di esse, che si è risolta a seguito dell'interlocuzione con gli uffici dell'Autorità – con la delibera 29 dicembre 2022, 744/2022/R/rif, l'Autorità ha intimato ad alcuni gestori l'adempimento degli obblighi di trasmissione all'Organismo competente dei dati e dei documenti prescritti ed elaborati secondo le previsioni di cui all'MTR-2.

Per completezza, si evidenzia che, in conformità a quanto previsto dall'art. 9 dell'MTR-2, l'Autorità è risultata destinataria, per conoscenza, anche di 106 comunicazioni di diffida, adottate dai competenti ETC nei confronti di 158 gestori inerti (128 gestori del servizio di gestione dei rifiuti urbani e 30 gestori di impianti minimi/intermedi).

<sup>88</sup> L'art. 9 della delibera 363/2021/R/rif prevede che, ove il gestore del servizio o il gestore di un impianto di chiusura del ciclo "minimo" o "intermedio" non ottemperi agli adempimenti di propria competenza, inerenti alla predisposizione del Piano economico finanziario 2022-2025, l'Ente territorialmente competente (ETC) o l'Organismo competente (OC), a seconda della fattispecie ricorrente, provvede a diffidarlo, assegnandogli un termine utile per l'invio dei dati e degli atti necessari, dandone contestuale comunicazione all'Autorità. In caso di perdurante inerzia, gli Organismi competenti ne informano l'Autorità, che valuta i presupposti per intimare al gestore l'adempimento agli obblighi regolatori, riservandosi comunque di procedere con l'esercizio dei poteri sanzionatori, secondo quanto stabilito dall'art. 2, comma 20, lett. c), della legge 14 novembre 1995, n. 481/1995.

La maggioranza di tali atti non è stata seguita da segnalazioni di perdurante inerzia all'Autorità, a riprova del fatto che l'impianto procedurale impostato con l'MTR-2, consentendo di intercettare e prendere in carico localmente e in tempi brevi le situazioni di inerzia dei gestori, ha consentito una efficace e tempestiva risoluzione, a livello territoriale, delle situazioni critiche rappresentate.

## Qualità del servizio: posizionamento delle gestioni nella matrice degli schemi regolatori

Con delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, l'Autorità ha adottato il Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani (TQRIF)<sup>89</sup>, prevedendo dal 1° gennaio 2023 l'introduzione di un set di obblighi di servizio minimo, valido per tutte le gestioni, riguardante i principali profili di qualità contrattuale e tecnica, affiancati alla previsione di standard generali di qualità, differenziati per quattro schemi regolatori, individuati dall'Ente territorialmente competente, in relazione al livello qualitativo effettivo di partenza garantito agli utenti nelle diverse gestioni.

In dettaglio, ai sensi dell'art. 3.1 del citato TQRIF, l'Ente territorialmente competente determina:

- gli obblighi di qualità contrattuale e tecnica che devono essere rispettati dal gestore del servizio per tutta la durata del Piano economico-finanziario, individuando il posizionamento della gestione nella matrice degli schemi regolatori di cui alla tabella di seguito riportata (Tav. 6.7), sulla base del livello qualitativo previsto nel contratto di servizio e/o nella carta della qualità previgente/i che deve essere in ogni caso garantito;
- eventuali obblighi di servizio e standard di qualità migliorativi e ulteriori rispetto a quelli previsti nello schema regolatorio di riferimento.

**TAV. 6.11** *Matrice di schemi regolatori*

		PREVISIONI DI OBBLIGHI E STRUMENTI DI CONTROLLO IN MATERIA DI QUALITÀ TECNICA (CONTINUITÀ, REGOLARITÀ E SICUREZZA DEL SERVIZIO)	
		Qualità tecnica= no	Qualità tecnica= sì
PREVISIONI DI OBBLIGHI IN MATERIA DI QUALITÀ CONTRATTUALE	Qualità contrattuale = no	Schema I OBBLIGHI MINIMI	Schema III LIVELLO INTERMEDIO
	Qualità contrattuale = sì	Schema II LIVELLO INTERMEDIO	Schema IV LIVELLO AVANZATO

Fonte: ARERA.

In particolare:

- lo Schema I (livello minimo) prevede un set di soli obblighi di servizio in materia di qualità contrattuale e tecnica (per esempio, adozione di procedure per la gestione dei reclami, delle richieste scritte di informazioni,

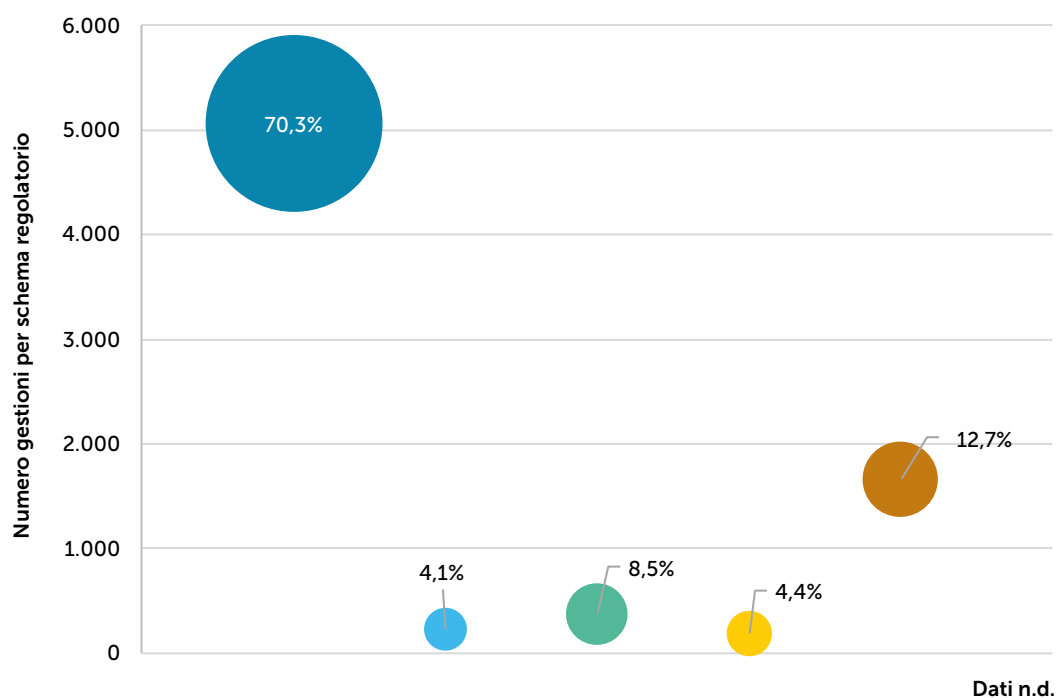
<sup>89</sup> Per maggiori dettagli sui contenuti della delibera, si rimanda al Capitolo 7, Volume II sull'attività svolta, della precedente *Relazione Annuale*.

di attivazione, variazione e cessazione del servizio, nonché di rettifica degli importi addebitati, attivazione del numero verde gratuito e del servizio di pronto intervento, numero minimo di ritiri su chiamata a domicilio senza oneri aggiuntivi per l'utente);

- gli Schemi II e III (livello intermedio), partendo dallo Schema I, rafforzano, le misure in materia di qualità contrattuale (Schema II) o tecnica (Schema III), attraverso l'introduzione di standard generali di qualità e nuovi obblighi di servizio;
- lo Schema IV (livello avanzato) garantisce standard generali più stringenti rispetto ai precedenti quadranti e introduce nuovi standard e obblighi di servizio relativamente alla disciplina delle interruzioni.

In esito alla sopra menzionata previsione, nell'ambito della trasmissione delle predisposizioni tariffarie per il periodo 2022-2025 di cui all'MTR-2<sup>90</sup>, gli Enti territorialmente competenti hanno indicato lo schema regolatorio individuato per ciascuna gestione. Dall'analisi di tali informazioni emerge che la maggioranza degli ambiti tariffari (oltre 5.000 gestioni, corrispondenti al 70,3% della popolazione nazionale) è stato collocato nel primo quadrante della matrice (Fig. 6.25).

**FIG. 6.25** *Distribuzione delle gestioni del campione per schemi regolatori e copertura rispetto alla popolazione nazionale*



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Il ricorso allo Schema I risulta prevalentemente diffuso nei contesti in cui il gestore dell'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti coincide con il Comune; tale scelta riflette la necessità di tenere conto delle criticità che il posizionamento in Schemi con livelli qualitativi superiori potrebbe comportare per tali enti, in ragione delle limitate risorse disponibili a fronte degli elevati costi di adeguamento, nonché delle difficoltà tecniche e

<sup>90</sup> L'analisi ha riguardato oltre 5.800 ambiti tariffari, corrispondenti a circa l'87,3% della popolazione nazionale. Per circa il 13% della popolazione nazionale non è disponibile il dato sullo schema regolatorio di riferimento (n.d.), in ragione della mancata o parziale trasmissione delle informazioni.

amministrative che richiederebbero tempi di implementazione più lunghi. Non sono pertanto trascurabili i casi in cui gestioni virtuose in termini di livelli qualitativi già garantiti agli utenti per le attività di raccolta e trasporto e spazzamento e lavaggio strade siano state collocate nello Schema I, proprio per evitare un *gap* troppo ampio da colmare in capo ai gestori dell'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti<sup>91</sup>.

Tuttavia, occorre altresì evidenziare che nell'ambito della predisposizione tariffaria, ai fini del riconoscimento della componente previsionale  $CQ^{exp}$  per la copertura di eventuali oneri fissi e variabili aggiuntivi riconducibili all'adeguamento agli standard e ai livelli minimi di qualità, alcuni Enti territorialmente competenti, partendo dallo Schema I, hanno delineato un percorso di graduale convergenza verso gli schemi via via superiori, nonché adottato obblighi e standard migliorativi rispetto a quelli previsti dallo schema iniziale di riferimento.

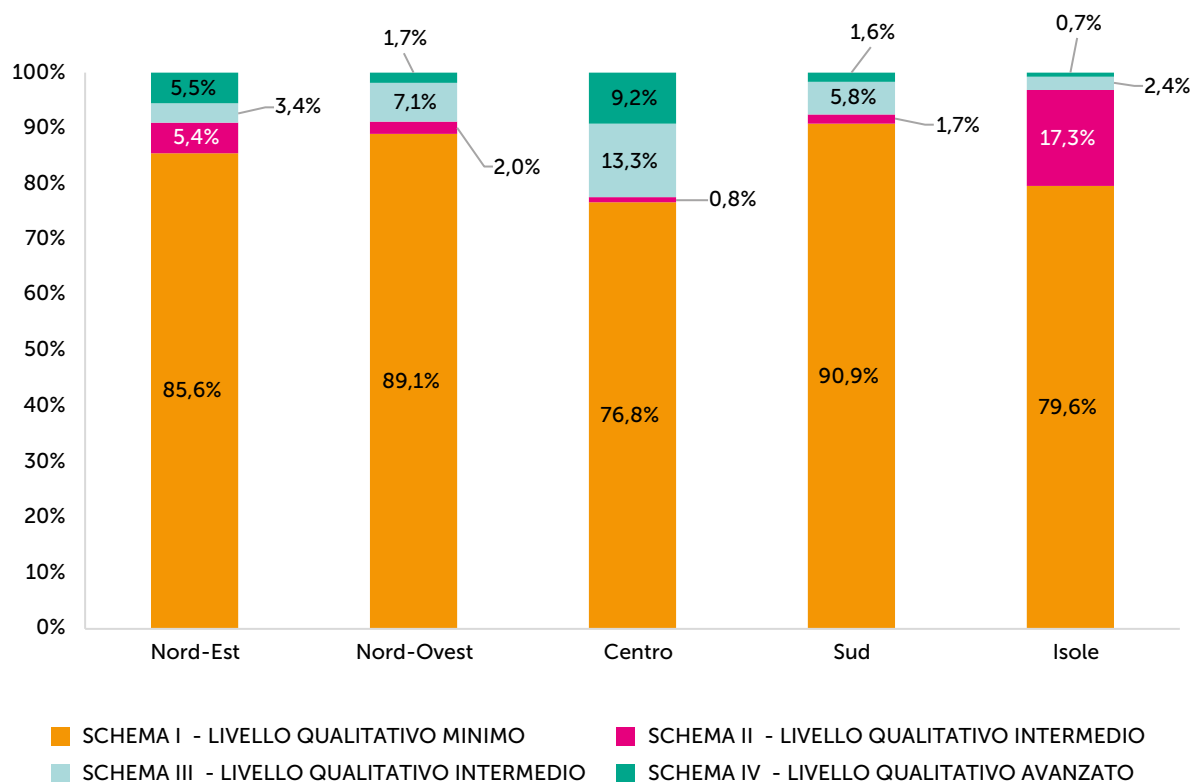
Relativamente alla distribuzione geografica dei quattro schemi regolatori, come rappresentato in figura 6.26, il Centro Italia si configura come la macro-area più virtuosa, tenuto conto che le gestioni posizionate nello Schema III – che, come anticipato, prevede obblighi aggiuntivi e standard generali più stringenti in materia di qualità tecnica rispetto agli Schemi I e II – sono circa il 13,3% delle gestioni del campione situate in tale macro-area geografica e quelle nello Schema IV oltre il 9%. Lo Schema II – caratterizzato da un rafforzamento delle misure in materia di qualità contrattuale – presenta invece una maggiore diffusione nelle Isole.

A livello regionale, si osserva che alcune Regioni<sup>92</sup> – tra le quali anche quelle considerate tra le più virtuose – hanno previsto, in fase di prima applicazione della regolazione in materia di qualità del servizio, di garantire a tutti gli utenti dei propri ambiti tariffari il livello qualitativo minimo (100% Schema I). Ferma restando la prevalenza dello Schema I in tutte le Regioni, la Toscana si configura come la Regione più virtuosa con il 31% degli ambiti in Schema III e il 24% nel quadrante IV; segue il Veneto con il 38% delle gestioni distribuite tra gli Schemi II (14%), III (9%) e IV (15%) e al terzo posto si classifica l'Abruzzo con il 35% delle gestioni in schemi superiori a quello minimo (5% Schema II, 26% Schema III, 4% Schema IV). Nel Sud (comprese le Isole), invece, la Regione più virtuosa è la Sicilia con il 31% dei propri ambiti tariffari collocati in Schema II (Fig. 6.27).

---

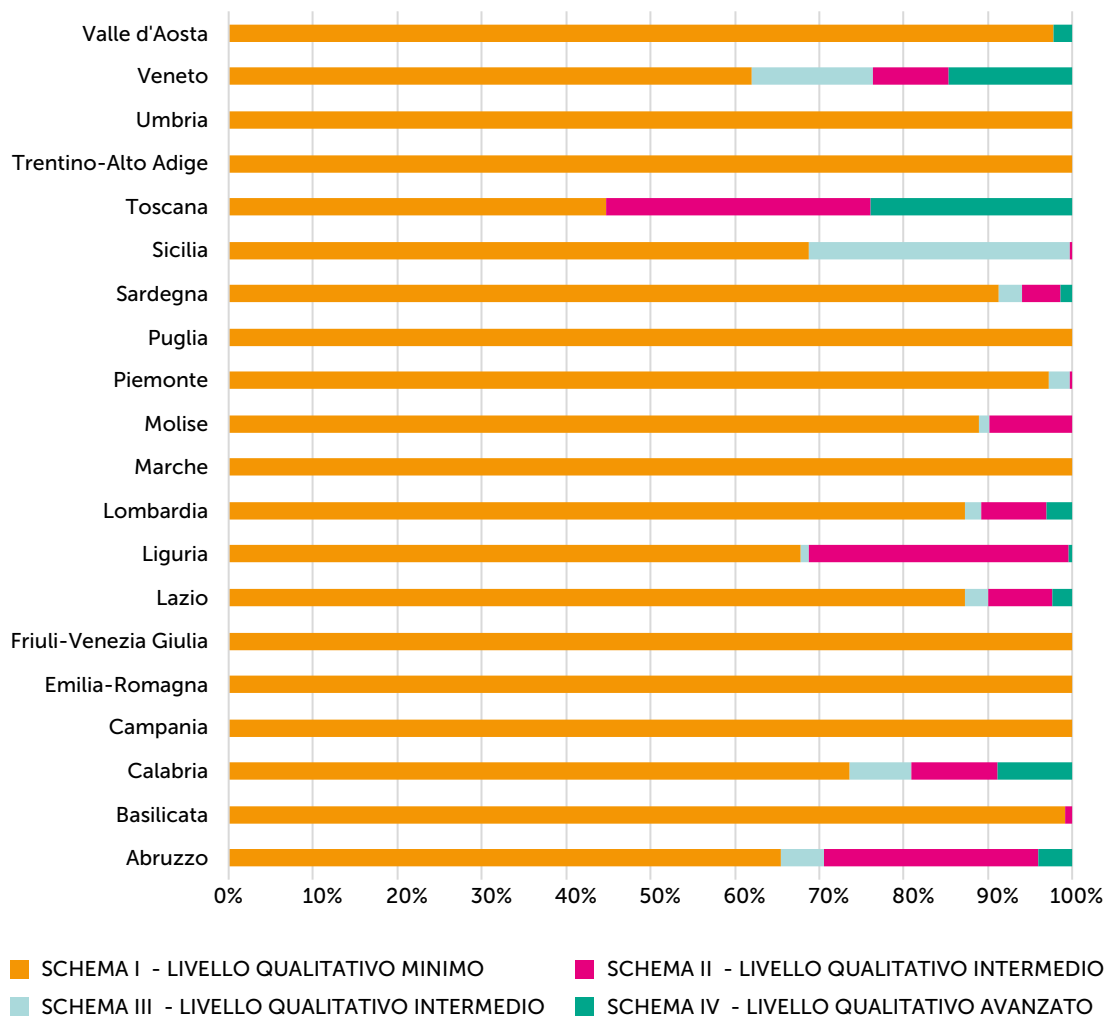
91 Si citano, a titolo esemplificativo e non esaustivo, le città di Bologna e Milano.

92 Campania, Emilia-Romagna, Umbria, Trentino-Alto Adige, Puglia, Marche, Friuli-Venezia Giulia.

**FIG. 6.26** Distribuzione degli schemi regolatori in ciascuna macro-area geografica

Fonte: ARERA.

**FIG. 6.27** Distribuzione a livello regionale delle gestioni del campione per schema regolatorio



Fonte: ARERA.





**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](mailto:info@arera.it)

Maggioli Editore

---

**Impaginazione e grafica**

AB Comunicazioni

---

**Stampa**

Maggioli Editore

---



