



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



**RELAZIONE
ANNUALE**

**STATO DEI SERVIZI
2019**

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. 21

 Mercati internazionali dei prodotti energetici	»	22
• Mercato internazionale del petrolio	»	23
• Mercato internazionale del gas naturale	»	29
• Mercato internazionale del GNL	»	37
• Mercato internazionale del carbone	»	41
 Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	»	43
 Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea	»	44
• Prezzi dell'energia elettrica	»	45
• Prezzi del gas	»	54
 Andamento dell'economia e del clima nel 2019	»	60
 Domanda e offerta di energia in Italia	»	62
 Sistemi idrici in Europa	»	66
 Produzione e gestione dei rifiuti urbani e assimilati in Europa	»	73

Capitolo 2

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

» 81

 Domanda e offerta di energia elettrica nel 2019	»	82
 Mercato e concorrenza	»	85
• Struttura dell'offerta di energia elettrica	»	85
• Infrastrutture elettriche	»	98
• Mercato all'ingrosso	»	114
• Mercato dei Titoli di efficienza energetica	»	121
• Mercato finale della vendita	»	122
 Prezzi e tariffe	»	163
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	»	163
• Prezzi del mercato al dettaglio	»	164
 Qualità del servizio	»	175
• Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	»	175
• Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	»	180
• Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	»	191
• Qualità commerciale del servizio di vendita	»	201

Capitolo 3

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

pag. 207

Domanda e offerta di gas naturale	»	208
Mercato e concorrenza	»	212
• Struttura dell'offerta di gas	»	212
• Infrastrutture del gas	»	218
• Mercato all'ingrosso del gas	»	241
• Mercato finale al dettaglio	»	255
• Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	»	275
Prezzi e tariffe	»	281
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	»	281
• Prezzi del mercato al dettaglio	»	288
• Condizioni economiche di riferimento	»	290
Qualità del servizio	»	298
• Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale	»	298
• Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	»	301
• Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas	»	312
• Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale	»	314
• Qualità commerciale del servizio di vendita	»	319

Capitolo 4

Struttura, prezzi e qualità nel settore del telecalore

» 327

Struttura del mercato e concorrenza	»	328
• Stato di diffusione del servizio	»	328
• Caratteristiche dell'offerta	»	329
• Caratteristiche della domanda	»	332
• Operatori del servizio di telecalore	»	334
Prezzi del servizio	»	335
• Prezzi di fornitura del teleriscaldamento	»	335
• Prezzi di fornitura del teleraffrescamento	»	338
Qualità del servizio	»	338
• Sicurezza e continuità del servizio	»	338
• Qualità commerciale del servizio	»	344

Capitolo 5

Stato dei servizi idrici

pag. 349

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica	»	350
• Servizio di acquedotto	»	352
• Servizio di fognatura e di depurazione	»	367
• Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione	»	380
Investimenti e tariffe	»	390
• Stato delle approvazioni tariffarie relative all'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019	»	390
• Caratteristiche degli schemi regolatori approvati dall'Autorità	»	394
• Variazioni tariffarie e investimenti	»	400
Qualità contrattuale	»	405
• Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2019	»	408
• Macro-indicatori di qualità contrattuale: livelli di partenza 2018	»	435

Capitolo 6

Struttura, tariffe, qualità nel ciclo dei rifiuti urbani e assimilati

» 443

Struttura del settore	»	444
• Produzione e raccolta dei rifiuti	»	447
• Impianti di trattamento	»	451
Qualità contrattuale	»	458
• Carta della qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani	»	462
• Principali profili di qualità contrattuale del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani	»	464
• Indicatori e standard di qualità dei servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade	»	471
• Indennizzi	»	475
• Trasparenza nel servizio integrato di gestione	»	476

Indice delle tavole

TAV. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale	pag. 22
TAV. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2015 al 2019 e previsione per il 2020	» 24
TAV. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2015 al 2019 e previsione per il 2020	» 25
TAV. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC	» 26
TAV. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno	» 27
TAV. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo	» 29
TAV. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE	» 30
TAV. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea	» 31
TAV. 1.9	Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza	» 32
TAV. 1.10	Principali paesi importatori ed esportatori di GNL	» 38
TAV. 1.11	Commercio globale di GNL nel 2019	» 39
TAV. 1.12	Mercato internazionale del carbone	» 41
TAV. 1.13	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2019	» 45
TAV. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2019	» 50
TAV. 1.15	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2019	» 54
TAV. 1.16	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2019	» 58
TAV. 1.17	Bilancio energetico nazionale nel 2018 e nel 2019	» 63
TAV. 1.18	Paesi o regioni europei con presenza di un regolatore economico	» 67
TAV. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2018 e nel 2019	» 82
TAV. 2.2	Bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2019	» 83
TAV. 2.3	Produzione lorda per fonte 2015-2019	» 86
TAV. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti	» 87
TAV. 2.5	Produttori, impianti e generazione per fonte	» 87
TAV. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2019	» 91
TAV. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2019	» 91
TAV. 2.8	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2019	» 92
TAV. 2.9	Presenza territoriale degli operatori nel 2019	» 93
TAV. 2.10	Asset della Rete di trasmissione nazionale	» 98
TAV. 2.11	Capacità di interconnessione con l'estero	» 100
TAV. 2.12	Attività dei distributori elettrici dal 2012	» 102
TAV. 2.13	Composizione societaria dei distributori nel 2019	» 103
TAV. 2.14	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2019	» 104
TAV. 2.15	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2019	» 105
TAV. 2.16	Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2019	» 106
TAV. 2.17	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2019 per classe di potenza	» 107
TAV. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2019 per fascia di consumo e residenza anagrafica	» 108
TAV. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2019 per classe di potenza e per fascia di consumo	» 109
TAV. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2019 per livello di tensione e tipologia di utenza	» 110
TAV. 2.21	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici – altri usi allacciati in bassa tensione nel 2019 per livello di potenza	» 111
TAV. 2.22	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento	» 113

TAV. 2.23	Volumi scambiati sul mercato a termine dal 2013	pag. 120
TAV. 2.24	Esiti della contrattazione dei certificati bianchi nel 2019	» 122
TAV. 2.25	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2019	» 123
TAV. 2.26	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite	» 124
TAV. 2.27	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite	» 126
TAV. 2.28	Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2019	» 130
TAV. 2.29	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 132
TAV. 2.30	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per regione nel 2019	» 133
TAV. 2.31	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente	» 135
TAV. 2.32	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2019	» 135
TAV. 2.33	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2019	» 136
TAV. 2.34	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2019	» 137
TAV. 2.35	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2019	» 138
TAV. 2.36	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2019	» 139
TAV. 2.37	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2019	» 140
TAV. 2.38	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2019	» 141
TAV. 2.39	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2019	» 143
TAV. 2.40	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2019	» 144
TAV. 2.41	Attività dei venditori per classe di vendita	» 147
TAV. 2.42	Operazioni societarie tra venditori di energia elettrica nel mercato libero nel 2019 per tipologia	» 148
TAV. 2.43	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2019	» 149
TAV. 2.44	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero	» 150
TAV. 2.45	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione	» 153
TAV. 2.46	Mercato libero domestico nel 2019 per classe di consumo	» 154
TAV. 2.47	Mercato libero domestico nel 2019 per condizione contrattuale applicata	» 155
TAV. 2.48	Mercato libero non domestico nel 2019 per livello di tensione	» 155
TAV. 2.49	Mercato libero non domestico nel 2019 per classe di consumo	» 156
TAV. 2.50	Contratti per la fornitura di elettricità per tipo di prezzo e per tipo di servizi aggiuntivi: percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati	» 159
TAV. 2.51	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente	» 160
TAV. 2.52	Servizio di salvaguardia per regione	» 162
TAV. 2.53	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura	» 164
TAV. 2.54	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente	» 164
TAV. 2.55	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente	» 164
TAV. 2.56	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2019 per classe di consumo	» 165
TAV. 2.57	Ripartizione dei clienti domestici nel 2019 per prezzo di approvvigionamento nel mercato libero	» 166
TAV. 2.58	Prezzi medi finali ai clienti domestici nel 2019 per classe di consumo e tipo di mercato	» 166
TAV. 2.59	Prezzi medi finali ai clienti non domestici nel 2019 per livello di tensione	» 167
TAV. 2.60	Prezzi medi finali ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2019	» 167
TAV. 2.61	Approvvigionamento di Acquirente unico nel 2019	» 168
TAV. 2.62	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica	» 169
TAV. 2.63	Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2019	» 174

TAV. 2.64	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti	pag. 175
TAV. 2.65	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	» 175
TAV. 2.66	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici	» 176
TAV. 2.67	Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN	» 176
TAV. 2.68	Standard relativi al numero di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi e alla durata massima delle interruzioni senza preavviso per i clienti finali AAT o AT	» 177
TAV. 2.69	ASAI relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale	» 178
TAV. 2.70	ASAI relativo alle linee elettriche aeree	» 178
TAV. 2.71	Numerosità delle indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione	» 178
TAV. 2.72	Durata delle indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione	» 179
TAV. 2.73	Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione	» 179
TAV. 2.74	Durata e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2019	» 184
TAV. 2.75	Durata media annuale delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da e-distribuzione	» 185
TAV. 2.76	Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione	» 185
TAV. 2.77	Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati	» 187
TAV. 2.78	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e brevi e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati	» 187
TAV. 2.79	Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	» 189
TAV. 2.80	Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2018	» 189
TAV. 2.81	Standard sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e in media tensione in vigore per il biennio 2018-2019	» 190
TAV. 2.82	Indennizzi automatici erogati nel 2019 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni	» 190
TAV. 2.83	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna	» 190
TAV. 2.84	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2019	» 192
TAV. 2.85	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti BT nel 2019	» 193
TAV. 2.86	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti BT nel 2019	» 194
TAV. 2.87	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici BT nel 2019	» 194
TAV. 2.88	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti MT nel 2019	» 195
TAV. 2.89	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT nel 2019	» 195
TAV. 2.90	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in BT nel 2019	» 196
TAV. 2.91	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in MT nel 2019	» 196
TAV. 2.92	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2019	» 201
TAV. 2.93	Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore elettrico nel 2019	» 202
TAV. 2.94	Numero di reclami nel settore elettrico nel 2019 per tipologia di cliente	» 202
TAV. 2.95	Numero di richieste di informazioni nel settore elettrico nel 2019	» 203
TAV. 2.96	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico nel 2019	» 203

TAV. 2.97	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico nel 2019	pag. 204
TAV. 2.98	Numero di indennizzi da erogare nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2019	» 204
TAV. 2.99	Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2019	» 205
TAV. 3.1	Bilancio del gas naturale 2019	» 210
TAV. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2019	» 214
TAV. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2019	» 216
TAV. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2019	» 219
TAV. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2019	» 220
TAV. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2019-2020	» 222
TAV. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale per gli anni termici dal 2020-2021 al 2033-2034	» 224
TAV. 3.8	Concessioni di stoccaggio in Italia	» 225
TAV. 3.9	Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2019-2020 e 2020-2021	» 226
TAV. 3.10	Attività dei distributori nel periodo 2012-2019	» 229
TAV. 3.11	Attività di distribuzione per regione nel 2019	» 230
TAV. 3.12	Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione	» 231
TAV. 3.13	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2019	» 232
TAV. 3.14	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2019	» 233
TAV. 3.15	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo	» 234
TAV. 3.16	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso	» 235
TAV. 3.17	Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2019	» 236
TAV. 3.18	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2019 per classe di misuratore	» 237
TAV. 3.19	Attività di misura degli utenti distinti per classe di consumo annuo	» 238
TAV. 3.20	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2019	» 239
TAV. 3.21	Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento	» 241
TAV. 3.22	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento	» 241
TAV. 3.23	Numero di operatori e vendite nel 2019	» 242
TAV. 3.24	Evoluzione del mercato all'ingrosso	» 243
TAV. 3.25	Approvvigionamento dei grossisti nel 2019	» 245
TAV. 3.26	Impieghi di gas dei grossisti nel 2019	» 246
TAV. 3.27	Vendite dei principali grossisti nel 2019	» 246
TAV. 3.28	Volumi annuali per ciascuno dei mercati del gas gestiti dal GME	» 253
TAV. 3.29	Consumi finali di gas naturale	» 255
TAV. 3.30	Attività dei venditori di gas naturale	» 256
TAV. 3.31	Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato libero nel 2019 per tipologia	» 257
TAV. 3.32	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2019	» 260
TAV. 3.33	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2019	» 261
TAV. 3.34	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo	» 262
TAV. 3.35	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2019	» 264
TAV. 3.36	Tassi di <i>switching</i> dei clienti finali del gas naturale	» 265
TAV. 3.37	Contratti per la fornitura di gas naturale per tipo di prezzo e per tipo di servizi aggiuntivi	» 268
TAV. 3.38	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2019	» 270
TAV. 3.39	Tassi di <i>switching</i> per regione e per tipologia di clienti nel 2019	» 272
TAV. 3.40	Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2019	» 274

TAV. 3.41	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 277
TAV. 3.42	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	» 278
TAV. 3.43	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2019	» 279
TAV. 3.44	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2019	» 280
TAV. 3.45	Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2020	» 282
TAV. 3.46	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2020	» 284
TAV. 3.47	Corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio per l'anno 2020	» 285
TAV. 3.48	Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per i servizi di modulazione effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio per l'anno termico 2019-2020	» 286
TAV. 3.49	Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2020	» 287
TAV. 3.50	Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2020	» 287
TAV. 3.51	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale	» 289
TAV. 3.52	Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2019	» 289
TAV. 3.53	Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"	» 290
TAV. 3.54	Imposte sul gas per fasce di consumo annuo	» 295
TAV. 3.55	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2019	» 298
TAV. 3.56	Protezione catodica delle reti nel 2019	» 298
TAV. 3.57	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2019	» 299
TAV. 3.58	Impianti di odorizzazione nel 2019	» 299
TAV. 3.59	Emergenze di servizio nel 2019	» 299
TAV. 3.60	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2019, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio	» 299
TAV. 3.61	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2019	» 300
TAV. 3.62	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2019, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio	» 300
TAV. 3.63	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2019	» 300
TAV. 3.64	Casi di mancato rispetto nel 2019 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	» 300
TAV. 3.65	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2019	» 301
TAV. 3.66	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	» 303
TAV. 3.67	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi	» 304
TAV. 3.68	Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2019	» 307
TAV. 3.69	Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2016-2019 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2017-2019 (rete in alta/media pressione)	» 308
TAV. 3.70	Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2019	» 309
TAV. 3.71	Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2019	» 310
TAV. 3.72	Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2019	» 311
TAV. 3.73	Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	» 313
TAV. 3.74	Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	» 313
TAV. 3.75	Verifiche eseguite dai Comuni con riferimento agli accertamenti con esito positivo effettuati su impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati	» 313
TAV. 3.76	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributtrice	» 313
TAV. 3.77	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributtrice	» 314

TAV. 3.78	Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	pag. 314
TAV. 3.79	Numero di casi e di rimborsi pagati per il mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	» 315
TAV. 3.80	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	» 318
TAV. 3.81	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori: standard e tempo medio effettivo in giorni lavorativi in relazione ai clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	» 319
TAV. 3.82	Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2019	» 320
TAV. 3.83	Numero di reclami nel settore del gas naturale nel 2019	» 320
TAV. 3.84	Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale nel 2019	» 321
TAV. 3.85	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale nel 2019	» 321
TAV. 3.86	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale nel 2019	» 322
TAV. 3.87	Tempi medi effettivi per rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale nel 2019	» 322
TAV. 3.88	Numero di indennizzi da erogare nel settore del gas naturale per mancato rispetto di standard specifici nel 2019	» 323
TAV. 3.89	Indennizzi automatici erogati nel settore del gas naturale nel 2019	» 323
TAV. 3.90	Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative a clienti <i>dual fuel</i> nel 2019	» 324
TAV. 3.91	Numero di indennizzi da erogare ai clienti <i>dual fuel</i> per mancato rispetto di standard specifici nel 2019	» 325
TAV. 3.92	Indennizzi automatici erogati ai clienti <i>dual fuel</i> nel 2019	» 325
TAV. 4.1	Produzione di energia termica nel 2018	» 329
TAV. 4.2	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore	» 330
TAV. 4.3	Produzione di energia termica nel 2018 distinta per tecnologia	» 330
TAV. 4.4	Capacità di generazione installata per tecnologia	» 331
TAV. 4.5	Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2018	» 332
TAV. 5.1	Campione di riferimento per l'analisi del fabbisogno di investimenti del servizio idrico	» 381
TAV. 5.2	Riepilogo degli interventi contenuti nel primo stralcio del Piano nazionale	» 388
TAV. 5.3	Matrice di schemi regolatori per il secondo periodo regolatorio 2016-2019	» 391
TAV. 5.4	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per l'aggiornamento biennale 2018-2019	» 392
TAV. 5.5	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità	» 395
TAV. 5.6	Opex _{QT} per gli anni 2018-2019	» 399
TAV. 5.7	OP _{social} in tariffa per gli anni 2018-2019	» 399
TAV. 5.8	Percentuale di realizzazione degli investimenti rispetto alla pianificazione	» 403
TAV. 5.9	Campione di riferimento	» 403
TAV. 5.10	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2019	» 404
TAV. 5.11	Componenti della spesa media nel 2019	» 405
TAV. 5.12	Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2018-2019	» 410
TAV. 5.13	Indennizzi automatici per tipologia di utenza nel 2019	» 413
TAV. 5.14	Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali	» 414
TAV. 5.15	Opex _{QC} richiesti e Opex _{QC} approvati per il quadriennio 2016-2019	» 435
TAV. 5.16	Classi e obiettivi per macro-indicatore	» 436

TAV. 5.17	Gestioni del <i>panel</i> con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2018	pag. 437
TAV. 6.1	Dimensione degli impianti di incenerimento. Analisi del <i>panel</i> su quantità di rifiuti conferiti nel 2017	» 452
TAV. 6.2	Ripartizione delle gestioni del <i>panel</i> per classe dimensionale e area geografica	» 461
TAV. 6.3	Disponibilità dei contenuti informativi minimi sui siti internet per area geografica	» 478
TAV. 6.4	Disponibilità di contenuti informativi minimi sui siti internet per classe dimensionale della gestione	» 479

Indice delle figure

FIG. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori	pag. 26
FIG. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB	» 28
FIG. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	» 28
FIG. 1.4	Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent	» 34
FIG. 1.5	Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento	» 34
FIG. 1.6	Prezzo alla frontiera per paese importatore	» 35
FIG. 1.7	Prezzo del gas naturale negli <i>hub</i> europei e alle frontiere	» 36
FIG. 1.8	Prezzo del gas naturale negli <i>hub</i> europei	» 37
FIG. 1.9	Prezzi del GNL per aree	» 40
FIG. 1.10	Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali	» 42
FIG. 1.11	Prezzo dei permessi di emissione <i>Emission Unit Allowance</i> (EUA)	» 43
FIG. 1.12	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei	» 47
FIG. 1.13	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici: variazione percentuale nel 2019 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh	» 49
FIG. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei	» 52
FIG. 1.15	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali: variazione percentuale nel 2019 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh	» 53
FIG. 1.16	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici: variazione percentuale nel 2019 dei prezzi al lordo delle imposte per clienti con consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m ³	» 56
FIG. 1.17	Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei	» 57
FIG. 1.18	Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei	» 59
FIG. 1.19	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali: variazione percentuale nel 2019 dei prezzi al lordo delle imposte per clienti con consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m ³)	» 60
FIG. 1.20	Intensità energetica del PIL dal 1995	» 64
FIG. 1.21	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995	» 64
FIG. 1.22	Prelievi di acqua dolce per la fornitura di servizi pubblici nel 2017	» 70
FIG. 1.23	Ripartizione dell'utilizzo di acqua in Europa per settori economici e distribuzione stagionale dei consumi civili nel 2017	» 70
FIG. 1.24	Tariffa media <i>pro capite</i> deflazionata per servizi di acqua potabile e fognatura in alcuni paesi europei nel 2017	» 71
FIG. 1.25	Produzione media <i>pro capite</i> nel 2018 di rifiuti urbani e assimilati nei principali paesi europei	» 76
FIG. 1.26	Trattamento dei rifiuti urbani per tecnologia	» 76
FIG. 1.27	Percentuale di rifiuti urbani smaltiti in discarica al 2018 e obiettivo obbligatorio comunitario al 2035	» 77
FIG. 1.28	Percentuale di rifiuti urbani riciclati al 2018 e obiettivi comunitari al 2025 e al 2030	» 78
FIG. 1.29	Costo medio per abitante del servizio di gestione dei rifiuti urbani nel 2018	» 78
FIG. 1.30	Indice di circolarità nel 2010 e nel 2017	» 79
FIG. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	» 89
FIG. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2019	» 90
FIG. 2.3	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	» 95

FIG. 2.4	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	pag. 95
FIG. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	» 96
FIG. 2.6	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013	» 97
FIG. 2.7	Andamento mensile del PUN e dei volumi complessivamente scambiati nel Sistema Italia	» 117
FIG. 2.8	Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2019	» 118
FIG. 2.9	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2019	» 119
FIG. 2.10	Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione del MI nel 2019	» 120
FIG. 2.11	Prezzi medi nel 2019 del prodotto <i>baseload</i> di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione	» 121
FIG. 2.12	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008	» 125
FIG. 2.13	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	» 127
FIG. 2.14	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione e per tipologia di mercato nel 2019: ripartizione percentuale dei consumi venduti nei tre mercati	» 128
FIG. 2.15	Famiglie servite nel mercato libero per regione: quota di clienti domestici serviti nel mercato libero sul totale dei clienti domestici	» 129
FIG. 2.16	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico dal 2011	» 132
FIG. 2.17	Consumi e clienti serviti in maggior tutela nel 2019	» 135
FIG. 2.18	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2019	» 140
FIG. 2.19	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2019	» 142
FIG. 2.20	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione	» 143
FIG. 2.21	Evoluzione del mercato libero di energia elettrica	» 146
FIG. 2.22	Numero di venditori del mercato libero per regione dal 2013	» 152
FIG. 2.23	Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori	» 158
FIG. 2.24	Venditori e volumi nel servizio di salvaguardia	» 163
FIG. 2.25	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio: variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo	» 170
FIG. 2.26	Livello dei prezzi nell'ultimo triennio	» 171
FIG. 2.27	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei	» 172
FIG. 2.28	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	» 173
FIG. 2.29	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	» 173
FIG. 2.30	Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione	» 181
FIG. 2.31	Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione per regione	» 181
FIG. 2.32	Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 182
FIG. 2.33	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	» 182
FIG. 2.34	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione	» 183
FIG. 2.35	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 183
FIG. 2.36	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2019	» 186
FIG. 2.37	Utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2019	» 188
FIG. 2.38	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in BT nel 2019	» 197

FIG. 2.39	Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie tempi medi effettivi per i clienti in BT nel 2019	pag. 197
FIG. 2.40	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in BT nel 2019	» 198
FIG. 2.41	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in MT nel 2019	» 198
FIG. 2.42	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per nuove connessioni permanentemente ordinarie per i clienti in MT nel 2019	» 199
FIG. 2.43	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in BT nel 2019	» 199
FIG. 2.44	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in MT nel 2019	» 200
FIG. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	» 208
FIG. 3.2	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980	» 212
FIG. 3.3	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2019	» 213
FIG. 3.4	Immissioni in rete negli ultimi due anni	» 214
FIG. 3.5	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	» 215
FIG. 3.6	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2019 secondo la durata intera	» 218
FIG. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2019 secondo la durata residua	» 218
FIG. 3.8	Attività di trasporto dal 2009	» 221
FIG. 3.9	Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici	» 225
FIG. 3.10	Gruppi di misura elettronici e tradizionali dal 2013 per tipologia di cliente	» 238
FIG. 3.11	Sottoscrittori del PSV dal 2008	» 249
FIG. 3.12	Volumi delle transazioni al PSV e <i>churn rate</i>	» 249
FIG. 3.13	Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV	» 250
FIG. 3.14	Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento del gas	» 254
FIG. 3.15	Tassi di <i>switching</i> dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	» 266
FIG. 3.16	Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	» 267
FIG. 3.17	Consumi medi regionali degli usi domestici e del settore commercio e servizi nel 2018	» 271
FIG. 3.18	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2019	» 272
FIG. 3.19	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni: variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo	» 291
FIG. 3.20	Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni	» 291
FIG. 3.21	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei: variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2017-2019	» 292
FIG. 3.22	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	» 293
FIG. 3.23	Composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	» 294
FIG. 3.24	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	» 297
FIG. 3.25	Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	» 297
FIG. 3.26	Percentuale di rete ispezionata dal 2002	» 302
FIG. 3.27	Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001	» 303
FIG. 3.28	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti	» 305
FIG. 3.29	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	» 305
FIG. 3.30	Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace	» 306
FIG. 3.31	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale	» 316
FIG. 3.32	Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6	» 317

FIG. 4.1	Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti	pag. 328
FIG. 4.2	Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2018	» 329
FIG. 4.3	Calore erogato nel 2018 all'utenza distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo	» 332
FIG. 4.4	Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2018 in funzione della classe dimensionale degli utenti	» 333
FIG. 4.5	Calore erogato nel 2018 dai primi 10 operatori ripartito per classe dimensionale dell'utente	» 333
FIG. 4.6	Numero di operatori del settore classificati per attività svolta	» 334
FIG. 4.7	Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata nel 2018 e del numero di utenti serviti	» 335
FIG. 4.8	Rappresentatività delle tre classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata	» 335
FIG. 4.9	Tipologia di prezzo adottata dagli esercenti di maggiori dimensioni	» 337
FIG. 4.10	Disponibilità del servizio di pronto intervento nel 2018 in funzione della dimensione dell'esercente	» 339
FIG. 4.11	Caratteristiche del servizio di pronto intervento per le reti di telecalore nel 2018	» 340
FIG. 4.12	Tipologia di cartografia disponibile per il tracciato delle reti di telecalore nel 2018	» 341
FIG. 4.13	Disponibilità delle principali informazioni della rete in cartografia nel 2018	» 341
FIG. 4.14	Metodi di prevenzione, monitoraggio e ricerca delle dispersioni idriche nel 2018	» 342
FIG. 4.15	Monitoraggio della continuità del servizio sulle reti nel 2018	» 343
FIG. 4.16	Numero di interruzioni registrate nel 2018, distinte tra programmate e non programmate	» 343
FIG. 4.17	Incidenza delle prestazioni di qualità commerciale maggiormente richieste	» 344
FIG. 4.18	Tempi medi di erogazione delle prestazioni di qualità commerciale più richieste nell'anno 2018	» 346
FIG. 5.1	Distribuzione della popolazione del campione per l'analisi del servizio idrico per area geografica	» 351
FIG. 5.2	Popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 352
FIG. 5.3	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche	» 354
FIG. 5.4	Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali per area geografica	» 354
FIG. 5.5	Volumi medi giornalieri <i>pro capite</i> prelevati e fatturati	» 355
FIG. 5.6	Quota di volumi misurati sui volumi totali per area geografica	» 356
FIG. 5.7	Ripartizione percentuale media tra utenze dirette e indirette	» 357
FIG. 5.8	Incidenza percentuale di utenze indirette per area geografica	» 357
FIG. 5.9	Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto per area geografica	» 358
FIG. 5.10	Percentuale di reti di adduzione e distribuzione georeferenziate	» 359
FIG. 5.11	Percentuale di rete di distribuzione sottoposta a ricerca di perdite per area geografica	» 359
FIG. 5.12	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto	» 361
FIG. 5.13	Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto per area geografica	» 361
FIG. 5.14	Interruzioni programmate e non programmate	» 362
FIG. 5.15	Interruzioni con mancato rispetto delle tempistiche previste dagli standard specifici	» 363
FIG. 5.16	Percentuale di utenze finali interessate dal mancato rispetto delle tempistiche associate agli standard specifici rapportata al totale delle utenze	» 363
FIG. 5.17	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata	» 365

FIG. 5.18	Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità e M3b – Tasso campioni non conformi per area geografica	pag. 366
FIG. 5.19	Campioni non conformi alla parte A e/o B e alla parte C dell'allegato 1 al decreto legislativo n. 31/2001	» 366
FIG. 5.20	Quota di popolazione, per area geografica, servita da gestori che hanno applicato (anche solo su porzioni limitate degli acquedotti gestiti) il <i>Water Safety Plan</i>	» 367
FIG. 5.21	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 – Adeguatezza del sistema fognario	» 370
FIG. 5.22	Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura e M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena per area geografica	» 371
FIG. 5.23	Numero di rotture per km di rete: confronto con M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura per area geografica	» 371
FIG. 5.24	Lunghezza della rete fognaria per tipologia	» 372
FIG. 5.25	Lunghezza della rete georeferenziata per area geografica	» 372
FIG. 5.26	Distribuzione degli agglomerati interessati dalla procedura di infrazione 2014/2059	» 374
FIG. 5.27	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica	» 375
FIG. 5.28	Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica	» 375
FIG. 5.29	Operazioni di recupero dei fanghi di depurazione	» 376
FIG. 5.30	Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione per area geografica	» 376
FIG. 5.31	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	» 377
FIG. 5.32	Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica	» 377
FIG. 5.33	Tasso di superamento puntuale dei limiti fissati dal decreto legislativo n. 152/2006 per i parametri delle tabelle 1, 2 e 4	» 378
FIG. 5.34	Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica	» 379
FIG. 5.35	Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica	» 379
FIG. 5.36	Suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti e della potenzialità	» 380
FIG. 5.37	Distribuzione degli investimenti programmati nel biennio 2018-2019	» 382
FIG. 5.38	Distribuzione degli investimenti programmati nel biennio 2018-2019 per area geografica	» 383
FIG. 5.39	Distribuzione degli investimenti programmati nel biennio 2018-2019 per tipologia di opera	» 383
FIG. 5.40	Distribuzione degli investimenti programmati nel biennio 2018-2019 per tipologia di opera e per singoli obiettivi di qualità tecnica	» 384
FIG. 5.41	Criticità principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario nel biennio 2018-2019	» 385
FIG. 5.42	Localizzazione geografica degli interventi di cui all'allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019	» 387
FIG. 5.43	Entità delle quote di finanziamento (a livello aggregato) previste dalla delibera 425/2019/R/idr	» 388
FIG. 5.44	Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale al dicembre 2019	» 389
FIG. 5.45	Previsioni di spesa cumulata del Piano sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari	» 390
FIG. 5.46	Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità	» 393
FIG. 5.47	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 394
FIG. 5.48	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	» 394
FIG. 5.49	Quota degli investimenti programmati per quadrante della matrice di schemi regolatori	» 396

FIG. 5.50	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2019	pag. 397
FIG. 5.51	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2019	» 398
FIG. 5.52	Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2019	» 398
FIG. 5.53	Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2019	» 400
FIG. 5.54	Investimenti <i>pro capite</i> netti per area geografica pianificati per il quadriennio 2016-2019	» 401
FIG. 5.55	Investimenti <i>pro capite</i> lordi per area geografica pianificati per il quadriennio 2016-2019	» 401
FIG. 5.56	Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2016-2019	» 402
FIG. 5.57	Variabilità della spesa media annua nel 2019	» 405
FIG. 5.58	Ripartizione del <i>panel</i> 2019 per area geografica	» 407
FIG. 5.59	Popolazione servita dal <i>panel</i> 2019 per area geografica	» 408
FIG. 5.60	Rispetto degli standard specifici per area	» 409
FIG. 5.61	Totale indennizzato nel quadriennio 2016-2019	» 412
FIG. 5.62	Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale	» 416
FIG. 5.63	Rispetto degli standard generali per area	» 417
FIG. 5.64	Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica	» 418
FIG. 5.65	Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica	» 418
FIG. 5.66	Preventivazione di lavori e allacci: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019	» 419
FIG. 5.67	Esecuzione di lavori e allacci: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019	» 420
FIG. 5.68	Avvio e cessazione del rapporto contrattuale: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019	» 421
FIG. 5.69	Tempo per l'emissione della fattura e tempo di rettifica di fatturazione negli anni 2018 e 2019	» 423
FIG. 5.70	Periodicità di fatturazione: rispetto degli standard nel 2019	» 423
FIG. 5.71	Appuntamenti: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019	» 425
FIG. 5.72	Misuratori e livello di pressione: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019	» 426
FIG. 5.73	Pronto intervento: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019	» 427
FIG. 5.74	Tempi di attesa agli sportelli: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019	» 428
FIG. 5.75	<i>Call center</i> : rispetto degli standard nel 2019	» 429
FIG. 5.76	Risposte scritte: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019	» 430
FIG. 5.77	Risposta ai reclami per area: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019	» 431
FIG. 5.78	Risposta alle richieste scritte di informazioni per area: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019	» 431
FIG. 5.79	Risposta alle richieste scritte di rettifica della fatturazione per area: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019	» 432
FIG. 5.80	Tempi medi di risposta ai reclami per area geografica nel 2018 e nel 2019	» 432
FIG. 5.81	Tempi medi di risposta ai reclami per tipologia di utenza nel 2018 e nel 2019	» 433
FIG. 5.82	Opex _{GC} approvati nel quadriennio 2016-2019 <i>pro capite</i> per area geografica	» 434
FIG. 5.83	Popolazione servita dal <i>panel</i> per l'analisi dei valori dei macro-indicatori 2018	» 436
FIG. 5.84	Macro-indicatore MC1: livelli di partenza medi per area geografica nel 2018	» 439
FIG. 5.85	Macro-indicatore MC1: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2018	» 440
FIG. 5.86	Macro-indicatore MC2: livelli di partenza medi per area geografica nel 2018	» 441
FIG. 5.87	Macro-indicatore MC2: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2018	» 441
FIG. 6.1	Natura giuridica dei gestori non Enti pubblici iscritti in Anagrafica	» 445
FIG. 6.2	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività	» 446
FIG. 6.3	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività	» 446
FIG. 6.4	Gestori Enti pubblici per attività svolta	» 447
FIG. 6.5	Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani	» 448
FIG. 6.6	Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi	» 448
FIG. 6.7	Andamento della raccolta differenziata per regioni	» 449

FIG. 6.8	Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2018	pag. 450
FIG. 6.9	Percentuali di riciclo e raccolta differenziata vs obiettivo 2020	» 450
FIG. 6.10	Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2018	» 451
FIG. 6.11	Rifiuti inceneriti dagli impianti del <i>panel</i>	» 452
FIG. 6.12	Rifiuti conferiti nelle discariche del <i>panel</i>	» 454
FIG. 6.13	Prezzi medi di conferimento agli impianti di discarica per macro-area	» 455
FIG. 6.14	Rifiuti conferiti negli impianti di trattamento meccanico biologico del <i>panel</i>	» 456
FIG. 6.15	Prezzi medi di conferimento agli impianti di trattamento meccanico biologico, per macro-area	» 457
FIG. 6.16	Copertura del <i>panel</i> vs popolazione nazionale e popolazione per area geografica	» 459
FIG. 6.17	Composizione della popolazione del <i>panel</i> per area geografica	» 460
FIG. 6.18	Composizione del <i>panel</i> per classe dimensionale della gestione	» 460
FIG. 6.19	Diffusione della Carta della qualità dei servizi e copertura del campione per area geografica	» 463
FIG. 6.20	Diffusione della Carta della qualità per classe dimensionale e copertura del campione rispetto alla popolazione nazionale	» 464
FIG. 6.21	Diffusione della procedura di gestione dei reclami e copertura del campione per area geografica	» 465
FIG. 6.22	Diffusione della procedura di gestione dei reclami per classe dimensionale e copertura rispetto alla popolazione nazionale	» 466
FIG. 6.23	Diffusione del servizio telefonico e copertura del campione per area geografica	» 467
FIG. 6.24	Diffusione dello sportello fisico e copertura del campione per area geografica	» 467
FIG. 6.25	Diffusione dei punti di contatto per classe dimensionale delle gestioni	» 468
FIG. 6.26	Diffusione della rateizzazione dei pagamenti per area geografica	» 469
FIG. 6.27	Ripartizione percentuale delle modalità di pagamento consentite nelle gestioni del <i>panel</i>	» 469
FIG. 6.28	Diffusione del servizio gratuito di ritiro dei rifiuti ingombranti e copertura della popolazione per area geografica	» 470
FIG. 6.29	Diffusione del servizio gratuito di ritiro dei rifiuti ingombranti per classe dimensionale e copertura rispetto alla popolazione nazionale	» 471
FIG. 6.30	Diffusione degli indicatori di qualità contrattuale e percentuale di copertura della popolazione nazionale	» 473
FIG. 6.31	Diffusione per area geografica del <i>set</i> minimo di indicatori	» 473
FIG. 6.32	Diffusione per classe dimensionale del <i>set</i> minimo di indicatori	» 474
FIG. 6.33	Diffusione e copertura della popolazione nazionale per gli indennizzi relativi al <i>set</i> minimo di indicatori	» 475
FIG. 6.34	Diffusione del sito internet e copertura della popolazione per area geografica	» 476
FIG. 6.35	Diffusione dei siti internet e copertura rispetto alla popolazione nazionale per classe dimensionale della gestione	» 477
FIG. 6.36	Disponibilità sui siti internet dei contenuti informativi minimi	» 477

CAPITOLO

1

**CONTESTO
INTERNAZIONALE
E NAZIONALE**

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Nel 2019 l'economia mondiale ha subito un significativo rallentamento, registrando un tasso di crescita del 2,9% (dal +3,6% del 2018), che rappresenta il livello minimo negli ultimi dieci anni. La guerra commerciale tra Stati Uniti e Cina e l'incertezza del quadro geopolitico, in particolare le forti difficoltà nella definizione del processo di uscita del Regno Unito dall'Unione europea (*Brexit*) e le tensioni tra USA e Iran, hanno giocato un ruolo fondamentale.

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

AGGREGATO MONDIALE	2015	2016	2017	2018	2019	PREVISIONE APRILE 2020	
						2020	2021
Mondo	3,5	3,4	3,9	3,6	2,9	-3,0	5,8
Economie avanzate	2,3	1,7	2,5	2,2	1,7	-6,1	4,5
Stati Uniti	2,9	1,6	2,4	2,9	2,3	-5,9	4,7
Unione europea ^(A)	2,5	2,2	2,9	2,3	1,7	-7,1	4,8
Area euro	2,1	1,9	2,5	1,9	1,2	-7,5	4,7
Giappone	1,2	0,5	2,2	0,3	0,7	-5,2	3,0
Russia e altri paesi CSI	-1,9	0,8	2,4	2,8	2,2	2,3	n.d.
Paesi asiatici in via di sviluppo	6,8	6,8	6,7	6,3	5,5	1,0	8,5
Cina	6,9	6,8	6,9	6,8	6,1	1,2	9,2
India	8,0	8,3	7,0	6,1	4,2	1,9	7,4
ASEAN-5	5,0	5,1	5,4	5,3	4,8	-0,6	7,8
America Latina e Caraibi	0,3	-0,6	1,3	1,1	0,1	-5,2	3,4
Medio Oriente e Nord Africa	2,4	5,5	1,7	1,0	0,3	-3,3	4,2
Africa sub-sahariana	3,2	1,4	3,0	3,3	3,1	-1,6	4,1

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

Fonte: Fondo monetario internazionale (FMI), *World Economic Outlook Database*, aprile 2020.

Il continente asiatico ha comunque continuato a sostenere l'economia mondiale, con livelli di sviluppo decisamente superiori alla media degli altri paesi e tassi di crescita più che doppi rispetto a quelli registrati dalle economie avanzate, nonostante sulla crescita cinese abbia pesato la riduzione dei flussi commerciali. Il tasso di crescita cinese nel triennio 2016-2018 è stato del 6,8% e del 6,1% nel 2019. L'India nel 2019 ha, invece, registrato un tasso di crescita del 4,2%, decisamente inferiore a quello medio nel triennio 2016-2018, pari al 7,1%.

I tassi di crescita dell'Unione europea e dell'Area euro nel 2019 sono stati i più bassi degli ultimi cinque anni, essendosi attestati rispettivamente all'1,7% e all'1,2%. Allo scarso risultato dello scorso anno, oltre all'impatto

negativo sulle esportazioni della guerra commerciale tra Cina e Stati Uniti, hanno contribuito fattori di incertezza politica internazionale (*Brexit*) ma anche locale, che hanno ridotto sensibilmente la propensione agli investimenti. Nel 2019 l'economia tedesca ha ulteriormente rallentato, crescendo soltanto dello 0,6% (dall'1,5% del 2018), con la maggiore criticità rappresentata dalla debolezza dell'industria automobilistica e, più in generale, del settore manifatturiero. Tra le economie avanzate, gli Stati Uniti hanno, invece, mantenuto il tasso di crescita maggiore, pari al 2,3%.

I dati 2019 confermano, per i paesi appartenenti all'area mediorientale e nordafricana, il forte rallentamento in atto dal 2017, culminato in una crescita pari allo 0,3%.

Mercato internazionale del petrolio

Le oscillazioni del prezzo del petrolio (Brent) nel corso del 2019, rimaste contenute tra i 60 e i 70 \$/b (dollari al barile), rispecchiano lo scenario di riferimento, caratterizzato dal bilanciamento di fattori rialzisti, quali rischi geopolitici e l'intervento dell'OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) sull'offerta, e fattori ribassisti, tra i quali il rallentamento della crescita mondiale e l'ulteriore aumento della produzione statunitense.

Domanda e offerta

La chiusura dell'accordo "OPEC Plus" tra OPEC e Russia¹ per un ritorno al controllo della produzione attraverso un sistema di quote, con un taglio della produzione pari a 1,2 milioni di b/g (barili al giorno) nel primo semestre 2019, l'imposizione delle sanzioni nei confronti dell'Iran da parte degli Stati Uniti, la crisi socio-economica che ha colpito il Venezuela e uno *shock* dal lato dell'offerta, come quello legato all'attacco iraniano ai siti di produzione saudita, hanno contribuito a limitare i ribassi di prezzo del petrolio, senza tuttavia riuscire a invertire la tendenza discendente partita nell'autunno 2018: il Brent è, infatti, passato da un riferimento medio, per il 2018, di 71 \$/b a uno di poco inferiore ai 64 \$/b per il 2019.

La progressiva crescita dell'offerta di *shale-oil* americano ha portato a un sostanziale ribilanciamento del peso della produzione tra blocchi di paesi produttori, con il conseguente ridimensionamento della posizione dominante dell'OPEC e dell'impatto di eventuali riduzioni dell'offerta. Dal 2010, anno in cui il peso della produzione OPEC su quella mondiale era superiore al 40% e quella OCSE (Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico) inferiore al 25%, si è passati nel 2018, rispettivamente, a circa il 37% e il 27%. Nel 2019 l'OPEC ha pesato per il 35% e l'OCSE per il 28%.

1 Paesi OPEC e paesi non OPEC guidati dalla Russia, dai quali è nato un cartello temporaneo denominato "OPEC Plus".

TAV. 1.2 Domanda mondiale di petrolio dal 2015 al 2019 e previsione per il 2020 (in milioni di barili/giorno)

PAESI	2015	2016	2017	2018	2019	PREVISIONE 2020
Paesi OCSE	46,5	47,1	47,6	47,9	47,6	47,4
America ^(A)	24,6	24,9	25,1	25,5	25,6	25,7
Europa ^(B)	13,8	14,0	14,4	14,3	14,1	13,9
Asia-Oceania ^(C)	8,1	8,1	8,2	8,1	7,9	7,8
Paesi non OCSE	48,8	49,2	50,5	51,3	52,4	52,5
Russia e altri paesi CSI	4,6	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8
Europa	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Cina	11,6	12,0	12,5	13,0	13,7	13,4
Altri Asia	12,5	13,1	13,8	14,1	14,3	14,5
America Latina	6,7	6,4	6,3	6,3	6,3	6,3
Medio Oriente	8,5	8,3	8,4	8,3	8,4	8,4
Africa	4,2	4,2	4,3	4,2	4,3	4,3
TOTALE MONDO	95,3	96,3	98,1	99,2	100,0	99,9

(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: IEA, *Oil Market Report*, aprile 2020.

Nel 2019, inoltre, l'incremento della domanda globale di petrolio è stato di soli 0,8 milioni di b/g rispetto all'anno precedente. Il ciclo di crescita costante che gravitava intorno a 1-1,5 milioni di b/g annui, durato 15 anni, si è quindi interrotto per la prima volta dopo la crisi del 2008.

Nel 2019 i consumi di petrolio si sono attestati intorno ai 100 milioni di b/g. L'Asia è rimasta il continente trainante per l'espansione della domanda di greggio (aumentata di 0,9 milioni di b/g rispetto al 2018), rappresentata per il 77% solo dai fabbisogni della Cina.

I consumi nel Nord America, invece, sono stati costanti, con un incremento di 0,1 milioni di b/g nel 2019, mentre in Europa il consumo si è ridotto di 0,1 milioni di b/g. Per quanto riguarda l'offerta, si è confermato anche nel 2019 il record degli Stati Uniti che, grazie al *fracking*, hanno raggiunto i 17,2 milioni di b/g, con un incremento dell'11% rispetto al 2018. L'OPEC, guidato dall'Arabia Saudita, ha contenuto la propria produzione riducendo del 5% l'*output* rispetto al 2018.

TAV. 1.3 Produzione mondiale di petrolio dal 2015 al 2019 e previsione per il 2020 (in milioni di barili/giorno)

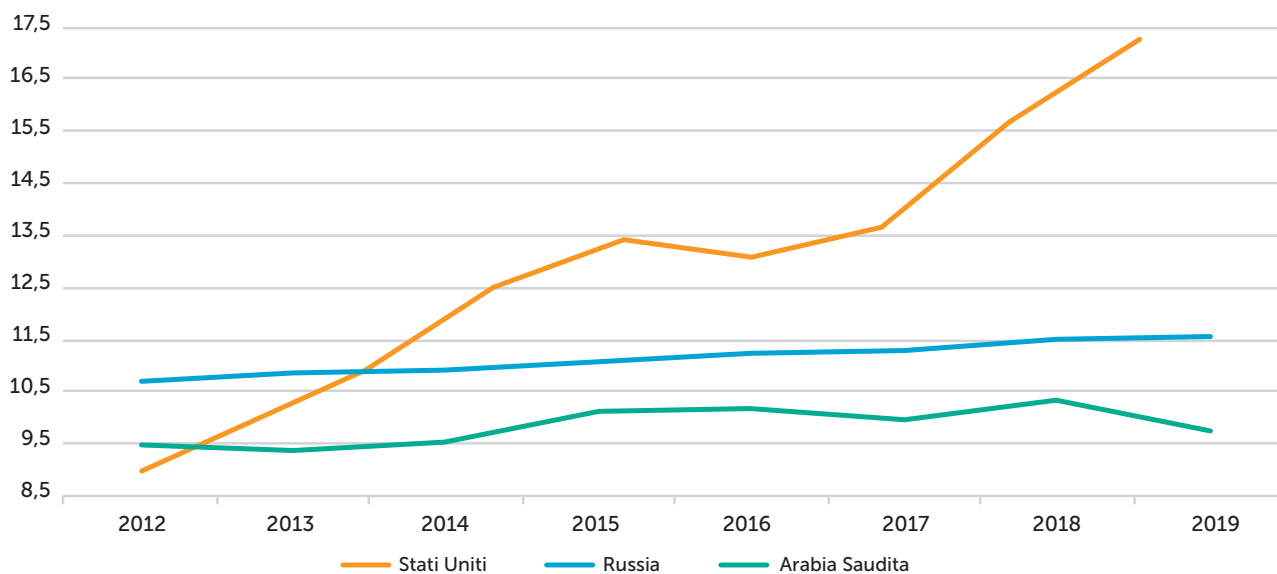
PAESI	2015	2016	2017	2018	2019	PREVISIONE 2020
Paesi OCSE	23,9	23,5	24,4	26,9	28,5	30,2
Americhe	20,0	19,6	20,5	23,0	24,7	25,9
Europa	3,5	3,5	3,5	3,5	3,3	3,7
Asia-Oceania	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6
Paesi non OCSE e non OPEC	31,4	31,0	30,9	31,1	31,3	31,6
Russia e altri paesi CSI	14,0	14,2	14,3	14,6	14,6	14,7
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	4,3	4,0	3,9	3,8	3,9	3,9
Resto Asia	3,6	3,6	3,5	3,4	3,2	3,1
America Latina	4,6	4,5	4,6	4,5	4,7	5,1
Medio Oriente	3,3	3,2	3,2	3,3	3,2	3,3
Africa	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4
Altro non OPEC						
Miglioramenti di raffinazione	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4
Biocarburanti ^(A)	2,3	2,4	2,5	2,6	2,8	2,9
TOTALE NON OPEC	59,8	59,2	60,1	62,9	65,0	67,1
TOTALE OPEC^(B)	36,6	37,7	37,4	37,4	35,5	–
Greggio	31,4	32,4	32,0	31,9	30,0	–
Gas liquidi	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,5
TOTALE MONDO	96,4	96,9	97,5	100,3	100,5	–
Variazione scorte^(C)	1,1	0,6	-0,5	1,2	0,5	–

(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.

Fonte: IEA, *Oil Market Report*, marzo 2020.

FIG. 1.1 Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori (in milioni di barili/giorno)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati IEA.

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

PAESI	2018					2019				
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA
Arabia Saudita	9,95	10,14	10,43	10,78	10,33	10,06	9,76	9,49	9,91	9,81
Iran	3,83	3,84	3,62	3,03	3,58	2,73	2,41	2,19	2,11	2,36
Iraq	4,45	4,48	4,65	4,67	4,56	4,70	4,73	4,79	4,63	4,71
Emirati Arabi Uniti	2,84	2,88	3,00	3,26	3,00	3,06	3,07	3,17	3,34	3,16
Kuwait	2,70	2,71	2,79	2,78	2,75	2,71	2,69	2,65	2,68	2,68
Qatar ^(A)	0,60	0,61	-	-	-	-	-	0	0	0
Angola	1,55	1,49	1,48	1,45	1,49	1,43	1,43	1,35	1,35	1,39
Nigeria	1,66	1,51	1,62	1,63	1,60	1,69	1,72	1,81	1,70	1,73
Libia	1,01	0,89	0,90	1,08	0,97	0,96	1,15	1,09	1,15	1,09
Algeria	1,01	1,03	1,06	1,07	1,04	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02
Congo ^(A)	0,31	0,33	0,33	0,33	0,32	0,34	0,35	0,34	0,31	0,34
Gabon	0,21	0,19	0,19	0,18	0,19	0,21	0,22	0,21	0,21	0,21
Guinea Equatoriale	0,13	0,12	0,12	0,11	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Ecuador	0,52	0,53	0,53	0,52	0,52	0,53	0,53	0,55	0,51	0,53
Venezuela	1,54	1,39	1,33	1,30	1,40	1,11	0,86	0,75	0,78	0,88
TOTALE	32,32	32,12	32,04	32,18	31,88	30,65	30,05	29,51	29,82	30,01

(A) Paesi entranti nell'OPEC o uscenti dall'OPEC nel periodo considerato.

Fonte: IEA, Oil Market Report, varie edizioni.

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

PAESI	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2016	2017	2018	2019	2016	2017	2018	2019
Arabia Saudita	12,20	12,20	12,04	12,00	2,07	1,72	1,40	2,10
Iran	3,75	3,75	3,85	3,80	0,30	0,03	–	–
Iraq	4,61	4,66	4,84	4,90	0,16	0,02	0,14	0,25
Emirati Arabi Uniti	3,10	3,14	3,35	3,40	0,20	0,01	0,09	0,31
Kuwait	2,93	2,93	2,92	2,86	0,00	0,12	0,12	0,17
Qatar	0,67	0,67	0,62	–	0,00	0,04	0,02	–
Angola	1,67	1,78	1,58	1,45	0,01	0,13	0,10	0,17
Nigeria	1,70	1,70	1,72	1,80	0,20	0,31	0,06	0,03
Libia	0,60	0,65	1,07	1,17	0,06	0,03	0,08	0,01
Algeria	1,12	1,13	1,07	1,05	0,01	0,00	0,01	0,02
Congo	–	–	0,34	0,35	–	–	0,00	0,00
Gabon	0,23	0,23	0,19	0,22	0,00	0,00	0,01	0,03
Guinea Equatoriale	–	–	0,13	0,12	–	–	0,01	0,00
Ecuador	0,56	0,56	0,54	0,55	0,01	0,02	0,03	0,03
Venezuela	2,14	2,20	1,25	0,78	0,11	0,08	0,00	0,00
TOTALE	35,00	35,11	35,60	34,45	3,40	3,13	2,51	3,12

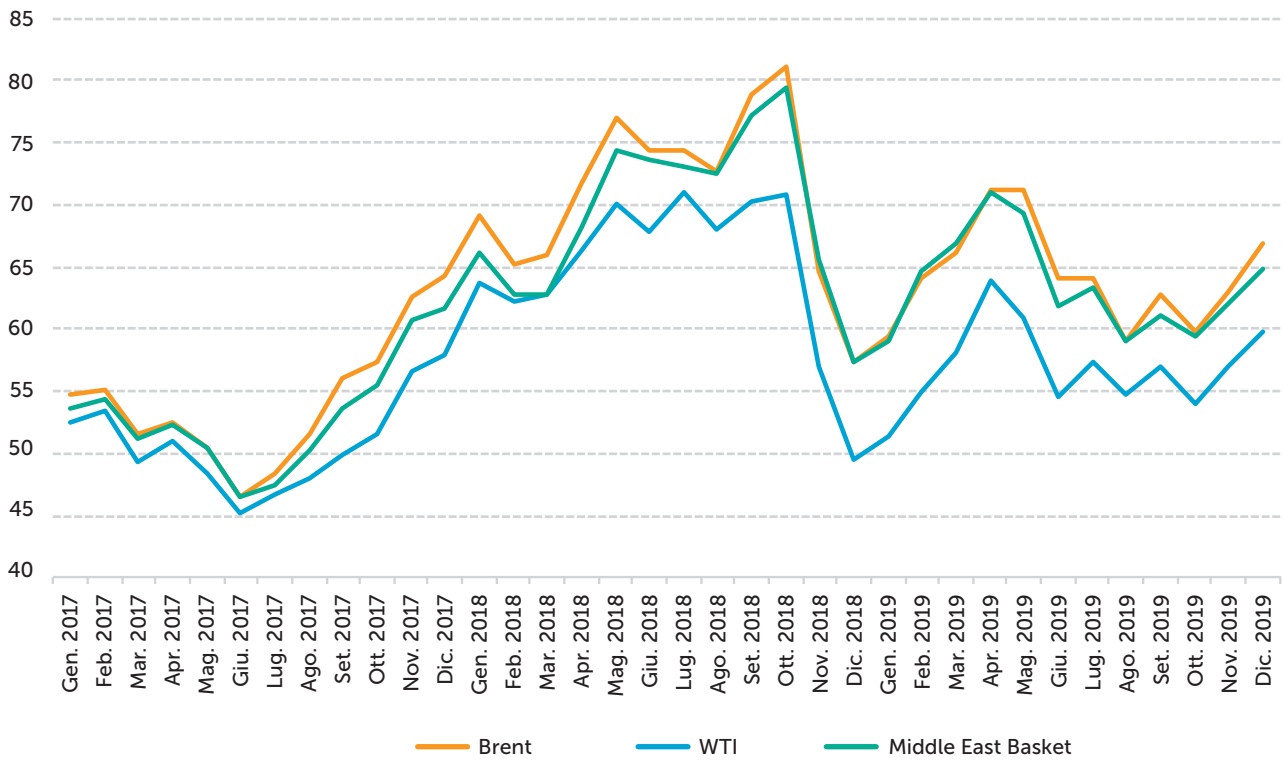
Fonte: IEA, *Oil Market Report*, marzo 2020.

Prezzi dei greggi

Il prezzo del Brent, la qualità di riferimento in Europa, ha toccato un picco di 71 \$/b nel mese di aprile 2019, per poi assestarsi su un prezzo medio di 63,8 \$/b durante il resto dell'anno (Fig. 1.2). In media, il Brent è rimasto al di sotto del prezzo di 6,8 \$/b del 2018.

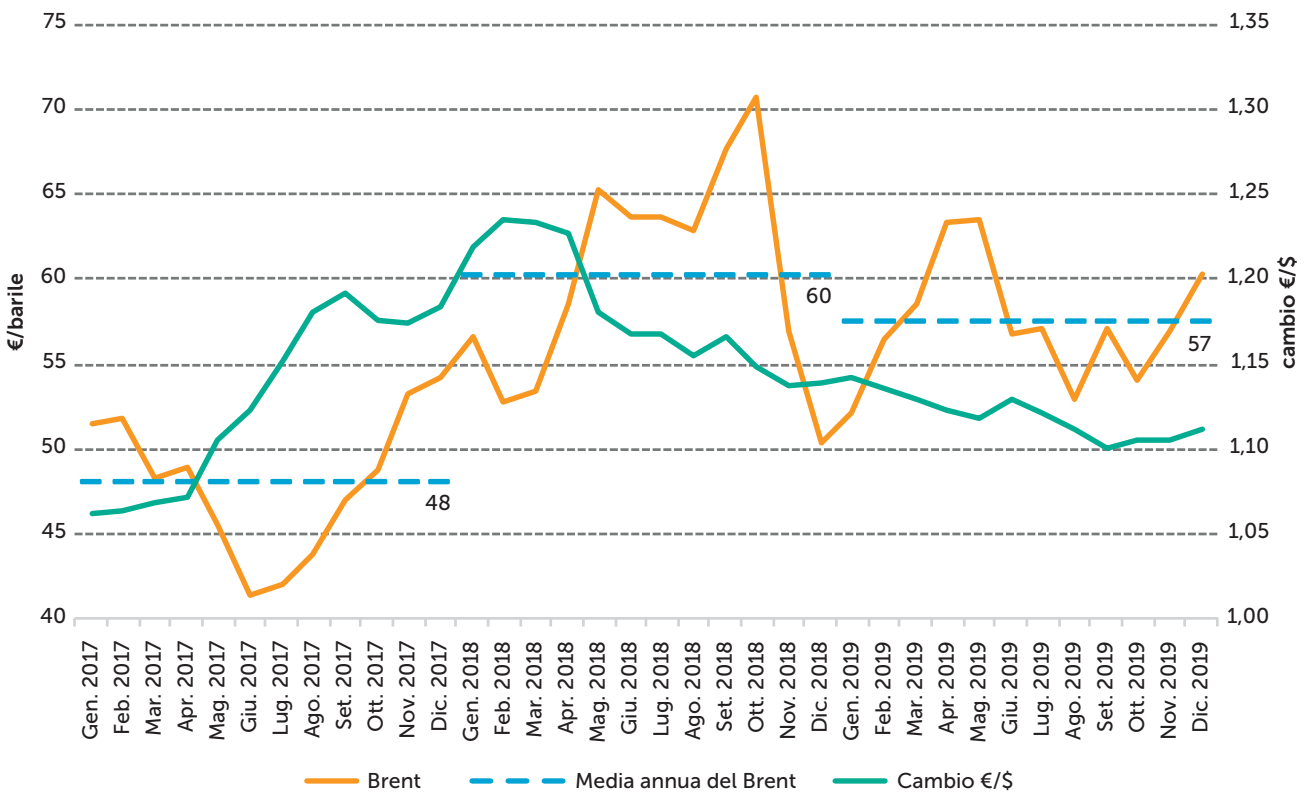
Il recupero dei primi mesi del 2019 è riconducibile alla decisione degli Stati Uniti, già annunciata nel 2018, di reintrodurre le sanzioni contro le esportazioni dell'Iran, con l'obiettivo di azzerarle. Le esenzioni dalle sanzioni erano state concesse nel mese di novembre 2018 a otto paesi importatori di petrolio (tra cui l'Italia) per un periodo di sei mesi e per un volume totale di 1 milione di b/g. Le prime voci circa un possibile taglio alla produzione di greggio da parte dei paesi dell'OPEC Plus hanno contribuito a sostenere i prezzi. A partire dalla seconda metà dell'anno, il tema della debolezza della domanda è diventato dominante e i prezzi hanno ricominciato a perdere terreno, portandosi al di sotto dei 60 \$/b nel mese di agosto. Dopo gli attacchi ai campi sauditi di settembre, il Brent ha ricevuto una nuova spinta verso l'alto, ritornando ai livelli di inizio anno. A inizio 2020 la storica combinazione di *shock* negativi dal lato dell'offerta e della domanda derivante dalla rottura dell'OPEC Plus e dall'impatto sui consumi della diffusione pandemica del Covid-19 ha contribuito alla ripresa in accelerazione del movimento ribassista.

FIG. 1.2 Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB (in \$/barile)



Fonte: Platts.

FIG. 1.3 Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio (in €/barile e cambio €/)\$



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

L'euro ha continuato a perdere terreno anche nel 2019. In media, il cambio €/\\$ nel 2019 è stato pari a 1,12, il 5,2% al di sotto del valore medio del 2018 di 1,18 (Fig. 1.3). La debolezza del cambio ha, quindi, compensato quella del mercato petrolifero, mitigandone le perdite e portando a un prezzo medio del petrolio di 57 €/b contro la media di 60 €/b del 2018.

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

È proseguita anche nel 2019 la crescita dei consumi mondiali di gas (Tav. 1.6), con un incremento del 3,6% rispetto al 2018, per 136 G(m³) aggiuntivi a livello globale: l'area OCSE ha contribuito per 63 G(m³) e la Cina per 24 G(m³). All'interno dell'area OCSE (Tav. 1.7), i volumi incrementali sono da attribuirsi in gran parte all'area americana, per 44 G(m³), mentre l'aumento nell'area asiatica ed europea è stato pari, rispettivamente, a 5 G(m³) e 14 G(m³).

In Europa, l'Unione europea ha registrato un aumento dei consumi particolarmente significativo, pari al 5,5%, passando da 470 a 495 G(m³). La domanda in Russia ha, invece, subito una contrazione di 11 G(m³) rispetto al 2018, come, in generale, tutti i paesi dell'ex CSI.

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

PAESI	2015	2016	2017	2018	2019
Paesi OCSE	1.623	1.687	1.704	1.764	1.827
Paesi ex URSS	604	599	606	669	621
Altri paesi	1.171	1.257	1.335	1.379	1.500
TOTALE MONDO	3.398	3.543	3.644	3.812	3.948
<i>di cui Unione europea</i>	<i>436</i>	<i>468</i>	<i>486</i>	<i>470</i>	<i>495</i>

Fonte: ARERA, elaborazione su dati IEA, BP e Cedigaz.

Anche nel 2019 Stati Uniti e Cina sono stati i due principali centri di crescita dei consumi, nonostante il contesto di debolezza delle economie, un inverno mite in tutto l'emisfero Nord e il rilassamento delle politiche governative sulla transizione dal carbone al gas ne abbiano comportato un rallentamento.

All'interno dell'Unione europea i consumi risultano aumentati complessivamente di 21,2 G(m³) rispetto al 2018 (Tav. 1.8), in particolare per la maggiore domanda del settore termoelettrico, grazie ai prezzi del gas in calo e al contemporaneo rialzo dei prezzi dei permessi di emissione; i maggiori contributi alla crescita sono stati dati dalla Germania con +8,2 G(m³), dalla Spagna con +6,6 G(m³) e dalla Francia con +4,8 G(m³). La Polonia ha, invece, registrato la riduzione maggiore (seppure contenuta), pari a -0,8 G(m³). Restano pressoché invariati i consumi degli altri stati membri dell'Unione.

In Italia i consumi di gas sono saliti del 2,3% rispetto al 2018, raggiungendo i 74,4 G(m³) nel 2019, grazie, anche in questo caso, all'aumento della domanda del settore termoelettrico.

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

AREA DI CONSUMO	2015	2016	2017	2018	2019
OCSE Americhe					
Produzione interna	979	973	996	1.089	1.178
Saldo import/export	-8	-15	-42	-59	-90
Disponibilità	971	958	954	1.030	1.088
Variazione scorte	16	-10	-8	-10	-12
Consumo apparente	955	968	962	1.040	1.076
Consumo effettivo	947	960	952	1.023	1.067
OCSE Asia-Oceania					
Produzione interna	71	112	132	149	171
Saldo import/export	139	113	101	90	71
Disponibilità	210	225	233	239	242
Variazione scorte	0	-2	-1	-2	-1
Consumo apparente	211	227	232	237	241
Consumo effettivo	206	224	225	233	238
OCSE Europa					
Produzione interna	246	243	244	235	219
Saldo import/export	224	249	281	285	326
Disponibilità	470	492	525	520	545
Variazione scorte	-3	-12	-2	11	-20
Consumo apparente	473	504	527	509	525
Consumo effettivo	470	502	527	508	522
TOTALE OCSE					
Produzione interna	1.296	1.328	1.360	1.474	1.567
Saldo import/export	355	347	340	316	308
Disponibilità	1.651	1.675	1.700	1.790	1.875
Variazione scorte	13	-24	-9	3	-31
Consumo apparente	1.638	1.699	1.709	1.787	1.844
Consumo effettivo	1.623	1.686	1.704	1.764	1.827

Fonte: IEA, *Monthly Gas Statistics*, gennaio 2020.

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

PAESI	2015	2016	2017	2018	2019	DIFFERENZA 2019/2018
Austria	8,3	8,7	9,5	9,0	9,2	0,2
Belgio	16,8	17,0	17,3	17,7	18,2	0,5
Bulgaria	3,0	3,1	3,2	3,1	3,0	-0,1
Croazia	2,6	2,7	3,1	2,8	3,1	0,3
Danimarca	3,2	3,2	3,1	3,0	3,1	0,1
Estonia	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0
Finlandia	2,7	2,5	2,3	2,6	2,6	0
Francia	39,8	43,2	42,9	40,9	45,7	4,8
Germania	81,3	89,1	92,5	85,3	93,5	8,2
Grecia	3,2	4,1	4,9	4,9	5,5	0,6
Irlanda	4,4	5,1	5,2	5,4	5,5	0,1
Italia	67,5	70,9	75,2	72,7	74,4	1,7
Lettonia	1,3	1,4	1,3	1,4	1,3	-0,1
Lituania	2,5	2,2	2,3	2,3	2,3	0
Lussemburgo	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0
Paesi Bassi	40,1	42,0	46,4	43,0	39,2	-3,8
Polonia	18,2	19,1	20,4	20,8	20,0	-0,8
Portogallo	4,7	5,2	6,2	5,8	6,4	0,6
Regno Unito	72,2	81,5	79,6	80,9	82,5	1,6
Repubblica Ceca	7,9	8,5	8,7	8,3	8,8	0,5
Romania	11,2	11,4	12,3	12	11,4	-0,6
Slovacchia	4,8	5,0	4,7	4,6	4,8	0,2
Slovenia	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0
Spagna	28,2	28,8	31,0	31,0	37,6	6,6
Svezia	0,8	0,9	0,8	0,8	1,2	0,4
Ungheria	9,1	9,7	10,4	10,1	10,3	0,2
UNIONE EUROPEA	436	467,5	485,6	470,6	491,8	21,2

Fonte: IEA, *Monthly Gas Statistics Information* e Jodi Gas World Database.

Offerta di gas naturale

Nel 2019, la produzione OCSE di gas naturale è aumentata di 93 G(m³) rispetto al 2018. La maggior parte della crescita è stata osservata nelle Americhe e più specificatamente negli Stati Uniti, con +89 G(m³), grazie alla spinta produttiva dello *shale gas* da fratturazione. Di rilievo è stato anche l'incremento produttivo dell'area Asia-Oceania, con l'Australia che ha fatto registrare un incremento del 14,8%, con +22 G(m³), grazie all'avvio di nuovi treni di esportazione di GNL. L'Europa OCSE ha subito, invece, un calo del 6,8% nella produzione di gas naturale,

dovuto per la gran parte agli effetti dell'impegno di ridurre lo sfruttamento del giacimento olandese di Groningen nei Paesi Bassi (-13%) al fine di limitare i micro-sismi attribuiti al suo progressivo esaurimento (Tav. 1.7).

Rispetto al 2018, nel 2019 le esportazioni totali OCSE di gas naturale sono aumentate del 2,8%, equivalente a un incremento di 20,7 G(m³), per un totale di 764,6 G(m³). Di queste, quasi il 22% è rappresentato da esportazioni di GNL, per complessivi 167 G(m³), in aumento del 25,4% rispetto al 2018.

Sul fronte delle importazioni, il totale dei volumi ammonta a 1.072 G(m³), anch'esso in aumento dello 0,9% rispetto al 2018. L'import nei paesi OCSE di Asia e Oceania è diminuito del 5,6%, mentre quello dei paesi OCSE delle Americhe del 3,5%; viceversa, è cresciuto del 4,3% quello dell'Europa OCSE.

Più in dettaglio, l'Unione europea ha effettuato importazioni pari a 398 G(m³), in crescita rispetto ai 363 G(m³) del 2018, oltre che per il calo della produzione interna e per l'aumento della domanda, anche per l'incremento delle quantità destinate a stoccaggio (+25 G(m³)). Tra i singoli paesi, la Francia ha visto un aumento delle importazioni rispetto al 2018 e un maggiore ricorso agli stoccaggi, mentre una riduzione si è avuta in Germania, con un calo del 3,4% rispetto all'anno precedente.

TAV. 1.9 Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (in G(m³))

AREA DI PROVENIENZA	2015	2016	2017	2018	2019
America del Nord	107,2	122,7	126,8	116,4	113,3
Asia ^(A)	2,8	1	0,1	0,0	0,0
Europa	0,5	0,4	0,0	0,3	0,1
Altre aree	10	9,3	6,3	5,7	4,8
TOTALE IMPORT AREA: OCSE AMERICHE	120,5	133,5	133,1	122,5	118,2
Oceania	29	38,6	46,0	51,6	53,1
Asia ^(A)	96,7	88,2	79,5	74,8	64,8
Europa e Russia	14,6	14	13,2	12,6	13,6
Altre aree	33,1	30,7	37,1	42,9	40,2
TOTALE IMPORT AREA: OCSE ASIA-OCEANIA	173,4	171,5	175,9	181,9	171,7
Europa	351,2	354,8	377,8	376,7	378,8
Russia	56	59,4	69,0	76,9	80,1
Asia ^(A)	36	32,4	23,6	24,3	36,6
Altre aree	221	245,2	268,8	272,2	286,9
TOTALE IMPORT AREA: OCSE EUROPA	664,3	691,7	739,2	750,1	782,4

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

Fonte: IEA, *Monthly Gas Statistics*, gennaio 2020.

La dipendenza dell'Unione europea dalla Russia si è attestata sul 46% (45% nel 2018), mentre la dipendenza dalla Norvegia si ferma al 28% (anch'essa in calo). Nel 2019, spicca per l'Unione europea l'incremento rilevante delle importazioni via GNL, che hanno registrato un +45%, toccando i 108 G(m³), volume che corrisponde a una quota del 27% dell'import e del 22% dei consumi complessivi annuali.

Il Qatar, tradizionalmente uno dei più importanti fornitori dell'Unione europea, è rimasto il primo per gli approvvigionamenti di GNL, salendo a 29,8 G(m³) dai 19,8 G(m³) del 2018, in virtù della scelta di dirottare molti carichi dal mercato asiatico a quello europeo. Gli USA registrano, però, la crescita più imponente nel 2019, raggiungendo i 17,2 G(m³) di forniture GNL, partendo dai 3,3 G(m³) dell'anno precedente. Nel quarto trimestre 2019 gli USA sono addirittura diventati il primo fornitore di GNL dell'Europa, assicurando un quarto delle quantità di GNL complessivamente fornite. La Russia, in forte competizione con il fornitore americano per la conquista di quote di mercato, ha toccato i 21,4 G(m³), contro i 6,5 del 2018.

Per effetto del forte afflusso di GNL, il tasso di utilizzo dei rigassificatori nell'Unione europea è cresciuto, tra il 2018 e il 2019, dal 26% al 51%, con Italia e Belgio che segnano il valore massimo (91%) e il Regno Unito quello minimo (32%).

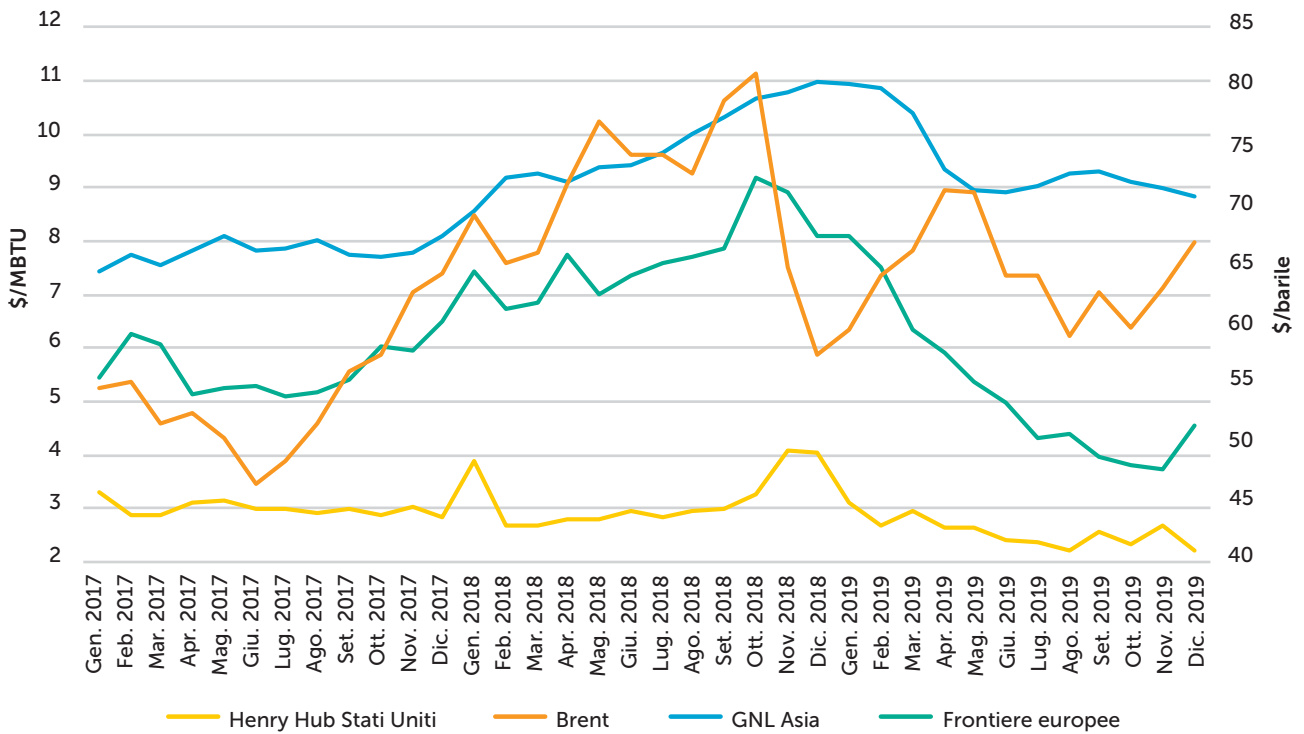
Si sono registrati volumi in crescita nel 2019 anche per l'offerta sui mercati *spot*: i volumi trattati nell'*hub* olandese TTF sono aumentati di oltre il 20%, rafforzando così ulteriormente il ruolo di riferimento di tale *hub* per il mercato europeo, anche in virtù del calo registrato negli ultimi mesi dell'anno degli scambi all'NBP inglese e delle quote decisamente più ridotte degli altri *hub* continentali.

Prezzo del gas

Nel 2019 i prezzi internazionali del gas sono diminuiti bruscamente, dato il contesto di calo dei prezzi energetici e la forte crescita generalizzata dell'offerta, soprattutto di GNL. Il mercato asiatico ha mantenuto i prezzi del gas più elevati, con una media nel 2019 di 9,49 \$/MBTU, seguito dal mercato europeo con 5,25 \$/MBTU e, a distanza, da quello nordamericano con 2,57 \$/MBTU all'*Henry Hub* (Fig. 1.4). La diminuzione rispetto all'anno precedente è stata di circa 2 \$/MBTU.

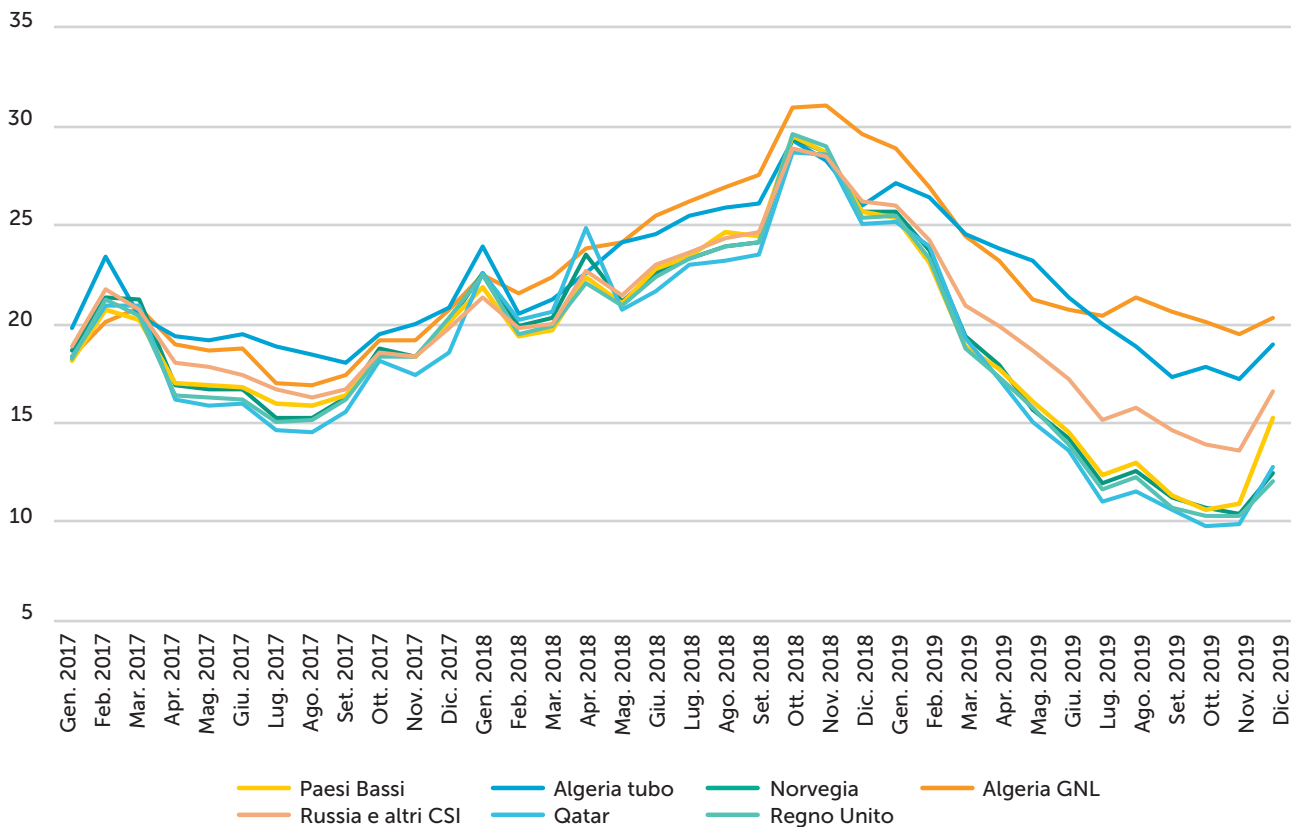
Le dinamiche di prezzo infrannuale dei tre macro-mercati sono rimaste coerenti con i diversi driver: sui mercati asiatici ed europei, ove è forte il legame con i prezzi petroliferi, sono avvenute oscillazioni in corso d'anno, rispettivamente, di 2,1 \$/MBTU e 4,4 \$/MBTU tra minimo e massimo, pur con andamenti non sovrapponibili a motivo delle diverse formule di indicizzazione. Ciò nonostante, vi sono state anche forniture di GNL *spot* il cui prezzo ha perso correlazione con quello del petrolio. Il mercato nordamericano, esente dall'influenza del prezzo del petrolio, ha registrato oscillazioni inferiori (0,9 \$/MBTU), che però, dati i livelli di partenza, si sono tradotte in riduzioni significative di prezzo tra inizio anno e il mese di agosto e poi in aumenti, sia pure contenuti, almeno fino al mese di novembre 2019. La seconda metà dell'anno ha visto una significativa contrazione del differenziale tra prezzi USA e prezzi europei, in forte calo, che nei mesi estivi hanno determinato livelli di prezzo non più sufficienti a coprire i costi di trasporto dei carichi dagli Stati Uniti.

FIG. 1.4 Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent (in \$/MBTU per il gas e \$/barile per il Brent)



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

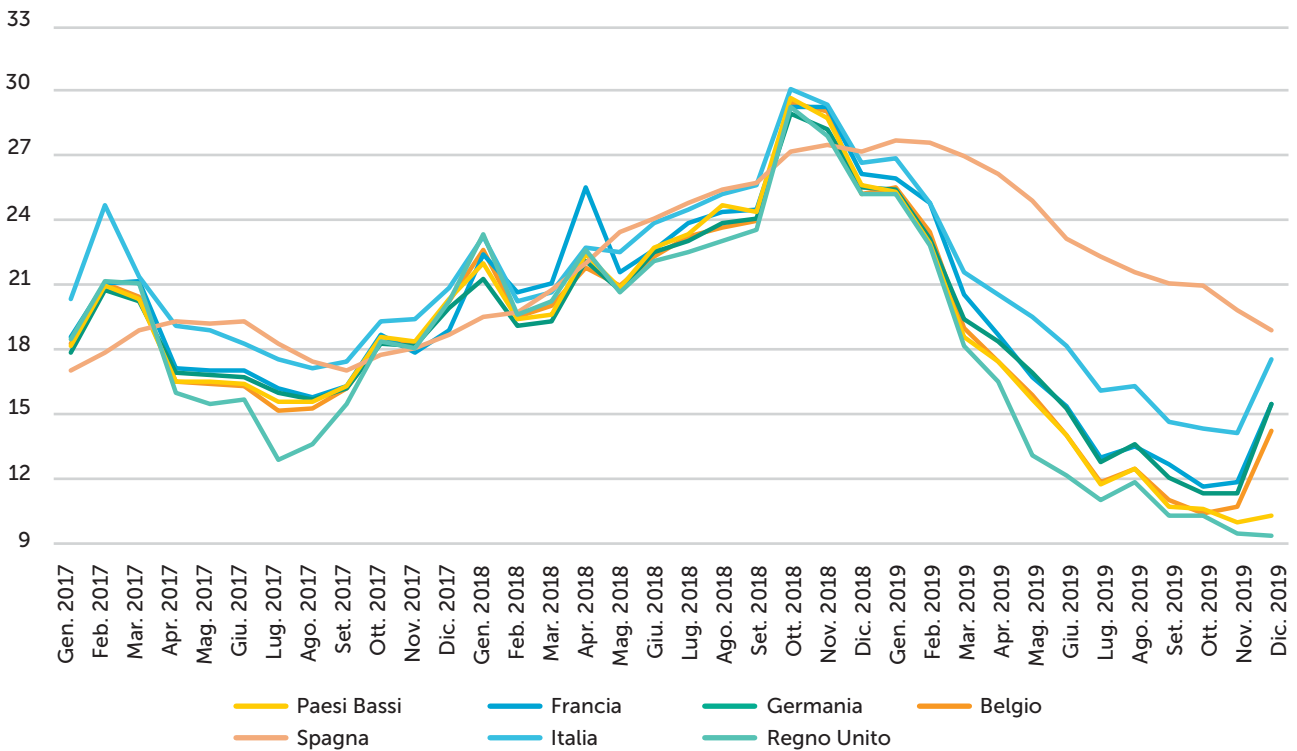
FIG. 1.5 Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento (in c€/m³)



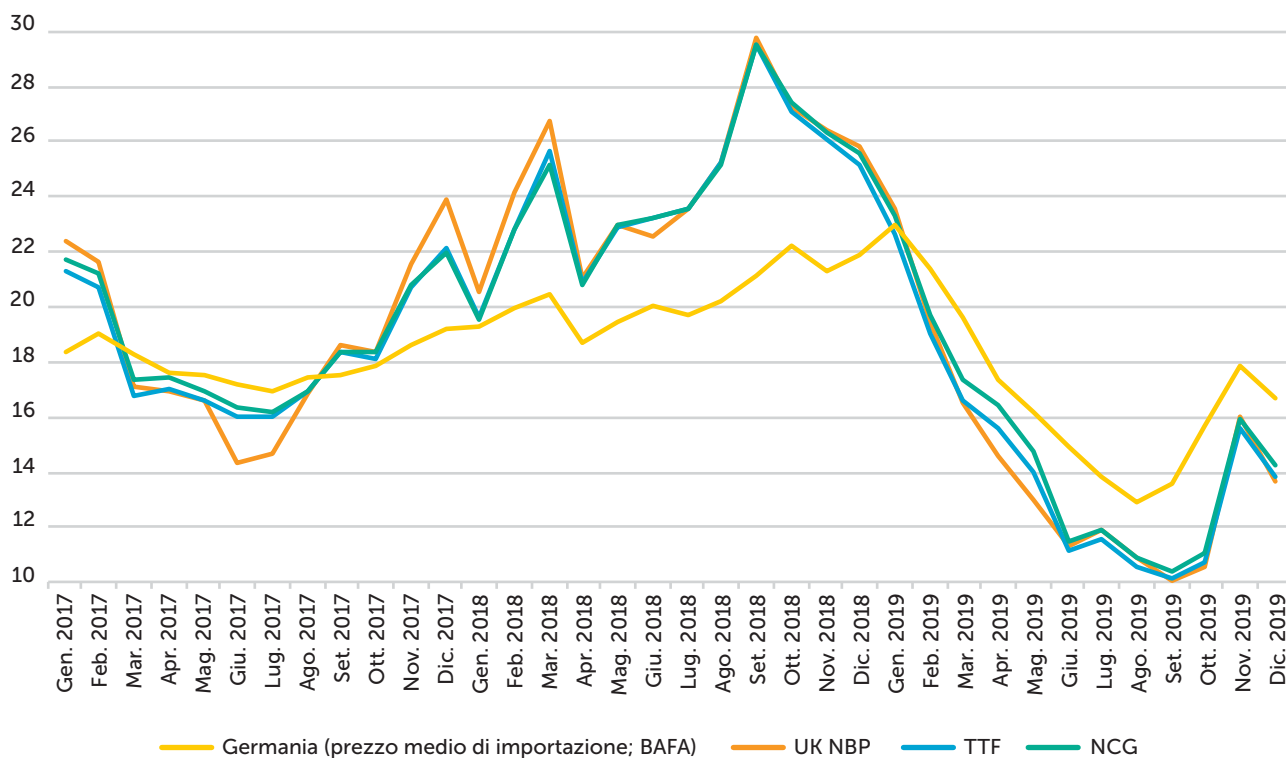
Fonte: World Gas Intelligence.

Guardando al prezzo alle frontiere europee – espresso in metri cubi per favorire comparazioni con i dati riportati nel prosieguo per altre fasi della filiera – nel 2019 esso è stato pari a 17,14 c€/m³, contro i 23,81 c€/m³ del 2018. Nel corso dell'anno il prezzo di importazione medio europeo ha fatto osservare un crollo di quasi 14 c€/m³ tra gennaio e novembre, poi recuperato in parte nel mese di dicembre. La Spagna, che ha una quota rilevante di importazioni di GNL con contratti indicizzati al petrolio, ha mantenuto anche nel 2019 prezzi di importazione esenti dalle punte, sia al rialzo, sia in diminuzione, osservate alle altre frontiere, anche se mediamente sempre più alti. Il prezzo alle frontiere italiane è stato superiore alla media europea di 1,59 c€/m³, raddoppiando il differenziale del 2018 di 0,78 c€/m³.

FIG. 1.6 Prezzo alla frontiera per paese importatore (in c€/m³)



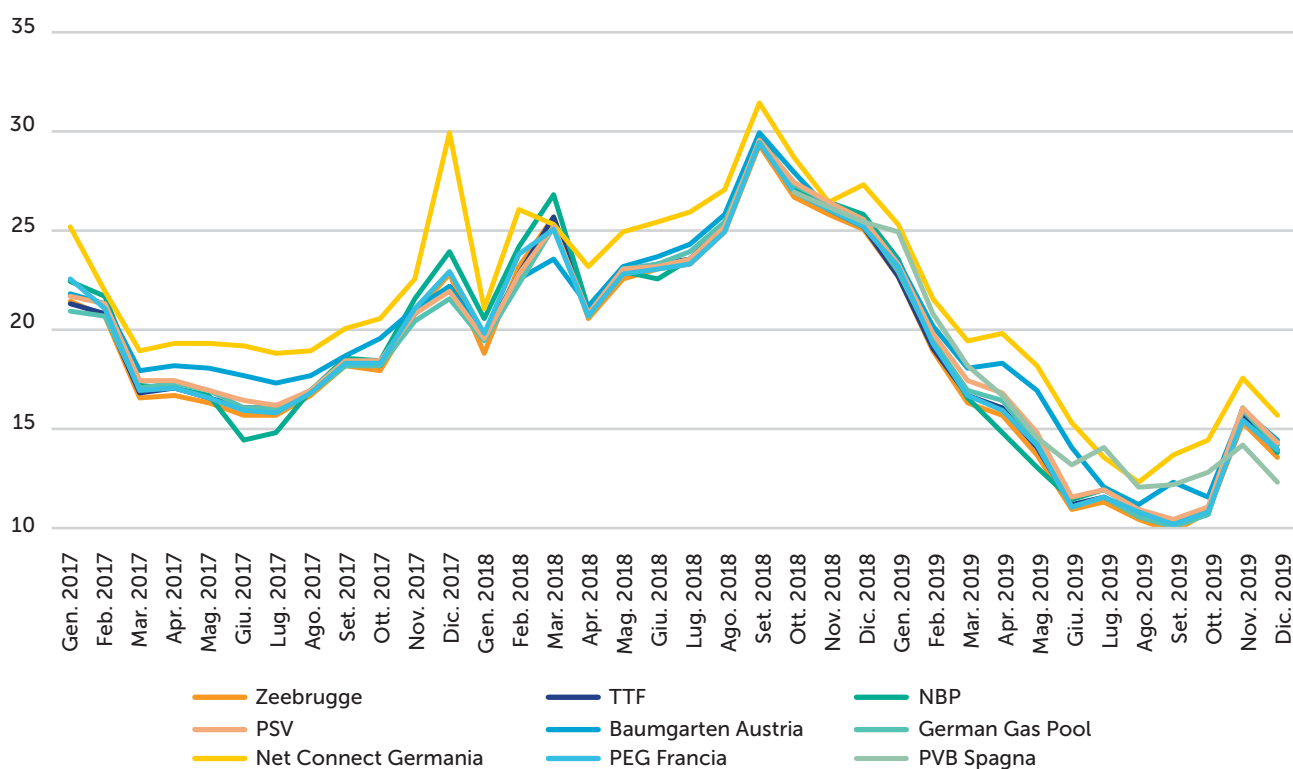
Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.7 Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere (in €/m³)

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

Ponendo in relazione il prezzo medio di importazione della Germania, quale migliore *proxy* rispetto al prezzo dei contratti pluriennali del mercato europeo, e il prezzo *spot* sull'*hub* tedesco NCG, si nota che si è registrato nel 2019 un differenziale positivo di 2,1 c€/m³ a favore del primo, contro un differenziale negativo di 4,1 c€/m³ dell'anno precedente.

La media dei prezzi sugli *hub* europei è stata nel 2019 di 14,9 c€/m³ contro i 24,4 c€/m³ del 2018. Il prezzo al PSV è stato sempre al di sopra di tutti gli altri *hub* nel corso del 2019: il differenziale medio rispetto al TTF è stato di 2,87 c€/m³ (con uno spread massimo pari a 5,10 c€/m³ nel mese di maggio) e di 2,38 c€/m³ rispetto all'NCG. Entrambi i differenziali sono leggermente aumentati rispetto ai valori medi del 2018, arrivando, rispettivamente, a 2,22 c€/m³ e 2,24 c€/m³. Per questi ultimi raffronti si vedano le figure 1.6, 1.7 e 1.8.

FIG. 1.8 Prezzo del gas naturale negli hub europei (in c€/m³)

Fonte: Platts.

Mercato internazionale del GNL

Per il sesto anno consecutivo il commercio di GNL ha stabilito un nuovo primato, raggiungendo i 354,7 Mt (milioni di tonnellate), con un incremento di 40,9 Mt dal 2018 (+13%), nonostante il rallentamento della crescita della domanda asiatica, sulla quale hanno pesato l'indebolimento della conversione dal carbone al gas, l'aumento delle rinnovabili nel mix energetico e la debolezza più generale delle economie. Il nuovo record della domanda mondiale di GNL è legato al forte incremento delle importazioni europee, che sono quasi raddoppiate, raggiungendo un totale di 86 Mt nel 2019. La combinazione della forte crescita dell'offerta mondiale con il rallentamento della domanda asiatica ha, infatti, permesso all'Europa di beneficiare di abbondanti arrivi a prezzi molto bassi. Altri mercati chiave nella crescita mondiale del GNL sono stati la Corea del Sud, l'India, il Pakistan e il Bangladesh. La diminuzione delle quote dei principali importatori di GNL è stata più che compensata dall'aumento delle commercializzazioni da parte di altri paesi, tra cui Spagna, Francia, Regno Unito (entrato in classifica al posto del Pakistan) e Italia. Il Giappone resta il principale importatore di GNL, nonostante la sua quota, dal 27% del 2018, sia scesa al 22%, a seguito del ritorno in linea di alcune centrali nucleari; i primi tre importatori (Giappone, Cina e Sud Corea) coprono il 50% del totale.

Dal lato dell'offerta, il Qatar si riconferma nel 2019 il maggiore esportatore di GNL a livello mondiale (Tav. 1.10), con una quota del 22%; assieme ad Australia, Stati Uniti e Malesia copre il 60% dell'esportazione globale di GNL. Da marzo 2019 sono stati aggiunti 42,5 Mt/a di capacità di liquefazione (per un totale di 430,5 Mt/a), con un tasso di utilizzo medio dell'81,4%, e non sono stati annunciati smantellamenti di impianti di GNL durante l'anno. Negli

USA, gli impianti Corpus Christi LNG T1-2 (9 Mt/a), Cameron LNG T1 (4 Mt/a), Freeport LNG T1 (5,1 Mt/a), Sabine Pass T5 (4,5 Mt/a) e Elba Island T1-3 (0,75 Mt/a) hanno avviato l'operatività commerciale nel corso dell'anno. Gli Stati Uniti hanno continuato a contribuire in modo significativo alla crescita dell'offerta grazie all'abbondanza di *shale gas*, raggiungendo una capacità totale di 30,1 Mt/a.

TAV. 1.10 Principali paesi importatori ed esportatori di GNL (in Mt)

PAESI IMPORTATORI	2019	PAESI ESPORTATORI	2019
Giappone	76,9	Qatar	77,8
Cina	61,7	Australia	75,4
Corea del Sud	40,1	USA	33,8
India	24,0	Malesia	26,2
Taiwan	16,7	Nigeria	20,8
Spagna	15,7	Indonesia	15,5
Francia	15,6	Trinidad & Tobago	12,5
UK	13,5	Algeria	12,2
Italia	9,8	Oman	10,3
Turchia	9,4	Papua Nuova Guinea	8,2
Altri	71,3	Altri	62,0
TOTALE	354,7	TOTALE	354,7

Fonte: International Gas Union (IGU).

Australia e Qatar si confermano come i mercati con la più estesa capacità di liquefazione, pari rispettivamente a 87,6 Mt/a e 77,1 Mt/a. Entro la fine del 2020 è previsto il raggiungimento di 454,8 Mt/a di capacità complessiva a livello globale.

Nel continente africano sono state date autorizzazioni per ulteriori 20,9 Mt/a di capacità di liquefazione, grazie al crescente interesse a commercializzare le ricche risorse di gas disponibili, con 16,3 Mt/a di capacità di liquefazione autorizzata, ma non ancora operativa, in Mozambico e 22,2 Mt/a di capacità operativa e 8,0 Mt/a autorizzati durante il 2019 in Nigeria.

Il 2019 ha, quindi, registrato un nuovo record di capacità di liquefazione autorizzata, per complessivi 70,8 Mt/a, rispetto ai 21,5 Mt/a del 2018. Le decisioni finali di investimento (*Final Investment Decision* – FID) sono state in gran parte guidate dall'aspettativa di una crescente domanda di GNL a livello globale, e sono state prese, per la maggior parte, in USA, Russia, Mozambico e Nigeria. Nel corso del 2019 hanno raggiunto la decisione finale di investimento: Golden Pass GNL (15,5 Mt/a) e Calcasieu Pass GNL (10 Mt/a) negli USA, Mozambique GNL (Area 1, 12,9 Mt/a) in Mozambico, Arctic GNL 2 (19,8 Mt/a) in Russia ed alcune ulteriori espansioni per complessivi 12,6 Mt/a.

Attualmente, 907,4 Mt/a di capacità di liquefazione si trovano nello stato di pre-FID. La forte discesa dei prezzi nel 2019 e l'atteso surplus di offerta per tutto il 2020 stanno, tuttavia, rallentando i processi autorizzativi da parte degli investitori. Con l'aumentare delle incertezze a livello economico globale, un numero significativo di progetti in stato di pre-FID potrebbe quindi essere collocato in *stand-by*, portando a un rallentamento della crescita dell'offerta.

TAV. 1.11 Commercio globale di GNL nel 2019 (in Mt)

PAESI IMPORTATORI	PAESI ESPORTATORI						TOTALE	RI-ESPORTAZIONI RICEVUTE	RI-ESPORTAZIONI CONSEGNATE
	AFRICA	EUROPA	RUSSIA	AMERICHE	MEDIO ORIENTE	ASIA-PACIFICO			
Asia	13,6	0,1	4,8	4,9	36,3	54,2	113,9	0,8	-0,1
Asia-Pacifico	2,9	-	8,8	11,6	31,2	77,3	131,8	0,3	-0,4
Europa	25,1	4,2	15,1	18,6	23,5	-	86,5	0,3	-0,9
Nord America	1,5	-	0,1	6,0	-	0,2	7,8	-	-
Sud America	0,8	0,4	-	6,8	-	-	8,0	0,1	-
Medio Oriente	1,0	-	0,6	2,2	3,0	0,1	6,9	0,1	-
Africa	0,1	-	-	-	-	-	0,1	-	-
TOTALE	45,0	4,7	29,4	50,1	94,0	131,8	354,7	1,6	-1,4

Fonte: International Gas Union (IGU).

Sul fronte della capacità di rigassificazione, si è registrata una crescita netta di 23,4 Mt/a durante il 2019 (per una capacità totale di 821 Mt/a), per il secondo anno consecutivo in cui gli aumenti di capacità di rigassificazione sono stati superati da quelli di liquefazione. Gran parte di questa capacità addizionale di rigassificazione è stata realizzata nelle regioni dell'Asia e del Pacifico (14,2 Mt/a, ovvero il 60% del totale); un terminale di rigassificazione è stato aggiunto in Giamaica, portando il numero di mercati di GNL a livello mondiale a 37.

Ulteriore capacità di rigassificazione è in fase di costruzione per 120,4 Mt/a a partire da febbraio 2020, con impianti situati in nuovi mercati, quali Ghana, Filippine, El Salvador, Cipro, Croazia e Vietnam; si prevede che 47,1 Mt/a di tale capacità entrino in funzione durante il 2020. Uno dei più grandi impianti di rigassificazione degli ultimi anni è in costruzione in Kuwait, con 11,3 Mt/a di capacità iniziale espandibile a 22,3 Mt/a; se ne prevede l'entrata in operatività nel 2021.

La flotta di metaniere a febbraio 2020 ammonta a 541 navi, incrementata dell'8,4% nel 2019, con 42 nuove navi. La flotta di metaniere include un totale di 34 *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU), di cui tre in ingresso nel 2019, per una quota pari al 6,3% del totale.

Nella matrice import/export di GNL del 2019 (Tav. 1.11) si nota la predominanza dei flussi all'interno dell'area Asia-Pacifico, che contano per circa un quarto del commercio mondiale di GNL (77,3 Mt); gli altri due macroflussi prevalenti sono tra Asia-Pacifico e Asia (54,2 Mt), e fra Medio Oriente e Asia (36,3 Mt). Le riesportazioni sono ammontate nel 2019 a circa 1,4 Mt. In Europa, da un anno all'altro, spicca nel 2019 la crescita delle esportazioni, sia dalla Russia (da 4,4 a 15,1 Mt), sia dalle Americhe (da 7,6 a 18,6 Mt).

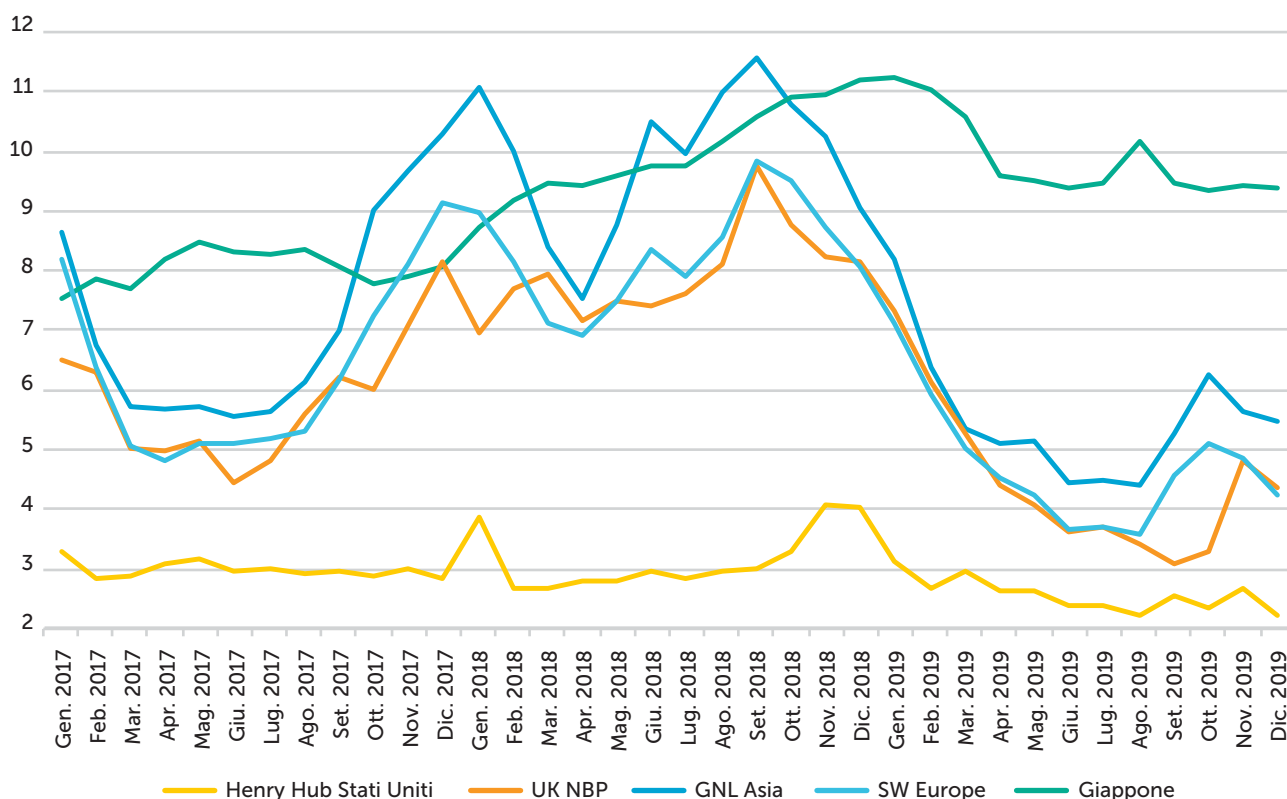
Prezzi del GNL

I prezzi del GNL in tutto il mondo hanno raggiunto nuovi minimi storici nel 2019, spinti al ribasso dall'aumento della produzione di gas naturale, dalla messa in servizio di nuove infrastrutture di esportazione e dalla risposta limitata della domanda asiatica.

Il prezzo medio 2019 del GNL importato in Asia è stato pari a 5,5 \$/MBTU (il livello più basso degli ultimi dieci anni), mentre quello importato in Europa sud-occidentale è stato pari a 4,7 \$/MBTU. Il differenziale di prezzo tra i due mercati si è dimezzato, passando da 1,6 a 0,8 \$/MBTU.

Nei primi otto mesi del 2019 si è registrata un'importante flessione dei prezzi su tutti i mercati (Fig. 1.9), più pronunciata per le consegne asiatiche rispetto a quelle europee, anche in relazione alla contestuale discesa dei prezzi petroliferi.

FIG. 1.9 Prezzi del GNL per aree (in \$/MBTU)



Fonte: World Gas Intelligence.

La crescita sostenuta della produzione di *shale gas* in Nord America ha portato l'*Henry Hub* a diventare un riferimento importante per il commercio internazionale, così come i costi di consegna USA.

La rimozione dei vincoli allo sfruttamento degli scisti in alcune aree, che ha contribuito a incrementare l'offerta, ha sostenuto l'invio del gas americano a basso costo al di fuori del paese. Hanno pesato anche gli accordi, già dall'estate del 2018, tra l'amministrazione Trump e l'Unione europea per un rafforzamento della cooperazione strategica in materia di energia, fornendo un sostegno politico alle esportazioni di GNL verso l'Europa.

La flessibilità dell'offerta senza destinazione, nonché la liquidità e la trasparenza dei prezzi del mercato degli Stati Uniti, hanno spinto anche acquirenti come il Giappone, la Corea del Sud e l'India a firmare una serie di accordi di ritiro del GNL basato sui prezzi indicizzati a tale *hub*.

I prezzi all'*Henry Hub* hanno mantenuto un andamento ribassista costante nel corso del 2019 (parimenti agli altri *hub*), passando dai 3,11 \$/MBTU di gennaio al minimo di 2,22 \$/MBTU di dicembre (il valore più basso dal 2017).

Mercato internazionale del carbone

Il 2019 è stato caratterizzato da un rallentamento della crescita della domanda di carbone, causato sia dalla minore crescita dell'economia, sia dall'efficacia delle politiche di decarbonizzazione e a sostegno delle fonti rinnovabili. Tali politiche, in una congiuntura di bassi prezzi del gas, hanno portato a una forte riduzione della produzione termoelettrica a carbone, soprattutto in Europa (le importazioni tedesche si sono ridotte del 9,5%) e in Corea (-5,2%). In Giappone, invece, all'origine della riduzione dell'import di carbone dell'1,7% vi è il ritorno in funzione di alcune centrali nucleari.

La domanda cinese e indiana ha, invece, continuato a crescere (con un import stimato in aumento, rispettivamente, del 6,5% e del 9,1% rispetto al 2018), a sostegno della crescita economica. Nonostante il governo cinese stia facendo uno sforzo significativo per promuovere lo sviluppo della rete di trasporto e dei siti di stoccaggio per il gas, le infrastrutture sono nel loro complesso ancora inadeguate per consentire lo *switch* dal carbone.

Gli Stati Uniti e la Colombia hanno subito le maggiori perdite in termini di volumi esportati, con una contrazione stimata intorno all'11,4% (circa -12 Mt) rispetto al 2018 per i primi e di oltre il 7,5% (-6 Mt) per la seconda. Segue il Sudafrica, con una diminuzione dell'export del 3,7% (pari a circa -3 Mt), mentre Indonesia e Australia hanno beneficiato di una crescita delle esportazioni, seppure più lenta di quella del 2018.

TAV. 1.12 Mercato internazionale del carbone (in Mt)

ESPORTATORI DI CARBONE	2016	2017	2018	2019 ^(A)
Indonesia	372,9	393,8	435,0	450,0
Australia	389,3	378,9	382,0	385,0
Russia	171,1	189,7	199,0	195,0
USA	54,7	88,0	105,0	93,0
Colombia	83,3	102,7	80,0	74,0
Sud Africa	69,9	71,1	81,0	78,0
Altri	151,5	139,2	131,0	129,0
MONDO	1.293,0	1.363,0	1.413,0	1.404,0

IMPORTATORI DI CARBONE	2016	2017	2018	2019 ^(B)
Cina	282,0	284,3	295,4	314,5
India	192,1	209,4	240,2	262,0
Giappone	185,9	187,0	185,1	182,0
Corea del Sud	134,5	138,9	142,0	134,7
Taiwan	65,6	67,6	66,5	65,0
Germania	57,8	50,5	44,4	40,0
Altri	395,7	437,1	450,4	448,0
MONDO	1.313,6	1.374,8	1.424,0	1.446,5

(A) IEA e Stime REF-E.

(B) Altre fonti e stime REF-E.

Fonte: IEA.

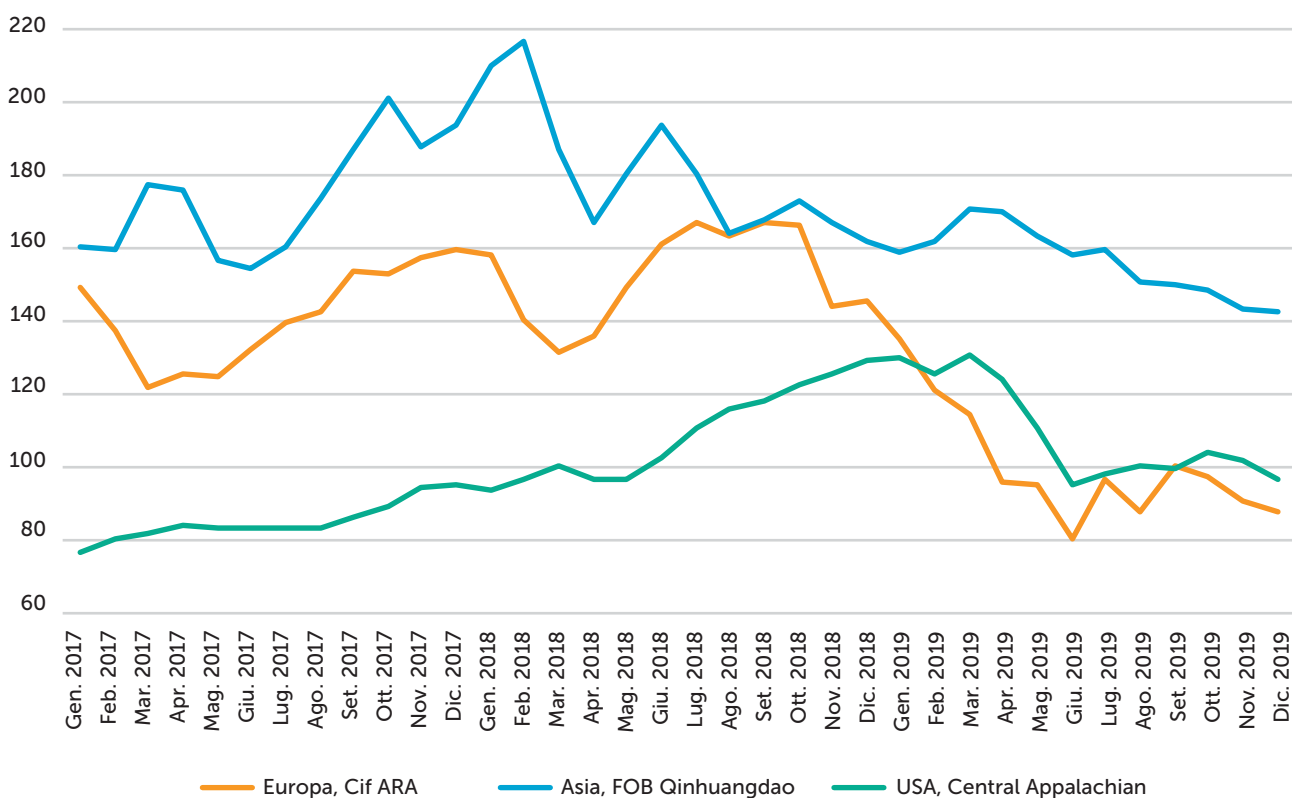
Prezzo del carbone

Il recupero dei prezzi del carbone, avviatosi nel 2016 e proseguito sui mercati internazionali sino al 2018, ha subito un brusco rallentamento nel corso dell'ultimo anno, in particolare nei mercati europei e asiatici.

Il *benchmark* di prezzo per le consegne in Europa ha riportato il calo più significativo, pari a -34% del valore del 2018, attestandosi a 100,3 \$/tep, coerentemente con la contrazione della domanda; quello asiatico, relativo alle consegne a Qinhuangdao, in Cina, è risultato in media, per il 2019, pari a 156,3 \$/tep (-13% rispetto all'anno precedente). Il prezzo americano è rimasto stabile rispetto al valore medio del 2018, ovvero intorno ai 109,6 \$/tep (+1%).

Nel corso del 2019 il prezzo asiatico, dopo l'andamento crescente nel primo trimestre, ha intrapreso un *trend* in costante calo sino a fine anno. I prezzi europeo e americano, invece, riportano il minor valore in corrispondenza del mese di giugno, recuperano terreno nei mesi successivi per poi calare nuovamente a partire, rispettivamente, da settembre e da ottobre.

FIG. 1.10 Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali (in \$/tep)



Fonte: Platts per i *benchmark cif* NW Europe e Asia; EIA per US Appalachian.

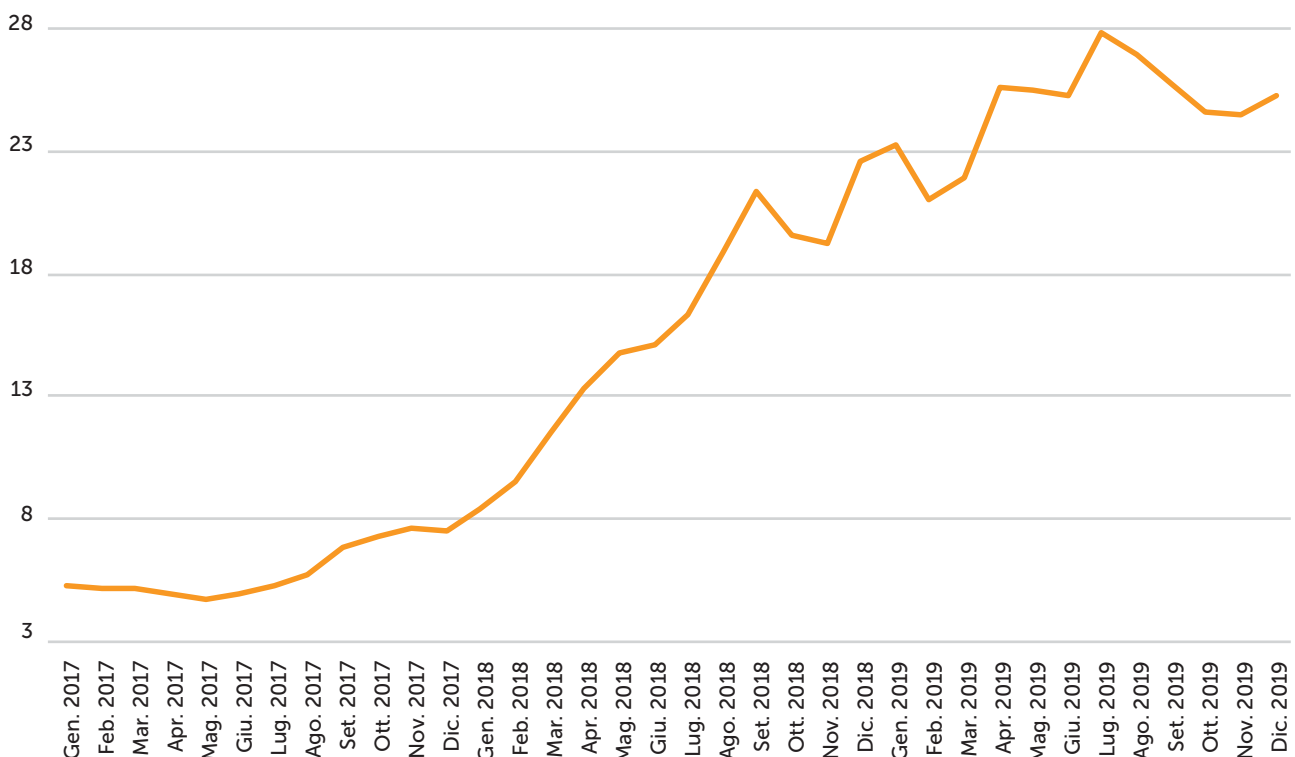
Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Nel corso del 2019 l'entrata in funzione della *Market Stability Reserve*, comunemente denominata MSR, ha contribuito a sostenere il prezzo della CO₂. L'MSR ha come obiettivo quello di ridurre l'eventuale eccesso di offerta generato sul mercato *Emission Trading Scheme* (ETS) dei certificati EUA (*European Allowance*) e prevede che, ogni anno, il numero di titoli offerti in asta diminuisca nella misura del 24% della differenza tra il numero di quote in circolazione e i valori soglia. Nel 2019 l'attivazione del meccanismo ha portato a una riduzione del 35% delle quote offerte in asta rispetto all'anno precedente.

Il prezzo della CO₂ si è, quindi, stabilizzato intorno ai 25 €/t, compensando l'effetto della discesa del prezzo del carbone (legata alla contrazione della domanda) e rendendo economicamente vantaggioso lo *switching* della fonte carbone con il gas naturale nel processo di produzione di energia elettrica, grazie anche a bassi prezzi del gas. Il prezzo delle quote di emissioni rispecchia, infatti, il costo di abbattimento della CO₂ e il settore termoelettrico rappresenta il 75% dell'intero schema EU ETS.

Da gennaio 2019, data l'incertezza sulla *Brexit*, la Commissione europea ha, inoltre, sospeso temporaneamente le emissioni di titoli gratuiti da questo paese, fornendo ulteriore supporto al prezzo. Nel primo trimestre, i prezzi hanno oltrepassato i 20 €/t e, a partire dal secondo trimestre, si sono consolidati al di sopra dei 25 €/t, registrando il valore massimo nel mese di luglio con 27,92 €/t. Il riferimento medio annuo ha guadagnato il 56% rispetto al 2018, quando il prezzo dei certificati si era attestato intorno a 16 €/t.

FIG. 1.11 Prezzo dei permessi di emissione *Emission Unit Allowance* (EUA) (in €/ton)



Fonte: Intercontinental Exchange.

Nonostante l'ultima pubblicazione della Commissione confermi che il sistema è ancora complessivamente lungo, le quote in circolazione eccedenti nel 2019 (su una domanda di quote pari a 12,6 miliardi) sono risultate in calo rispetto a quelle registrate nel 2018, passando da 1,6 miliardi a 1,4 miliardi e con la messa in riserva di 1,3 miliardi di quote.

I dati preliminari pubblicati dalla Commissione europea sulle emissioni verificate mostrano che le emissioni dei settori ETS sono diminuite, nel complesso, del 10% rispetto al 2018, con un calo in termini assoluti pari a 174 Mt. Tra i paesi che hanno riportato le maggiori riduzioni vi sono Germania e Polonia, rispettivamente con -14% e -11% (-60 Mt e -22 Mt); tali vistosi cali sono imputabili al minore impiego di carbone per la produzione di energia elettrica.

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

Il 2019 è stato il primo anno di applicazione per l'Italia della nuova metodologia di rilevazione introdotta dal regolamento (UE) 1952/2016 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee su prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica, che ha abrogato la previgente direttiva 2008/92/CE. Il regolamento ha fissato al 30 settembre 2017 la prima scadenza per l'invio a Eurostat (Istituto statistico dell'Unione europea) dei prezzi secondo la nuova metodologia, prevedendo, tuttavia, all'art. 9, la possibilità per gli stati membri di chiedere una deroga temporanea dall'applicazione delle nuove norme, qualora fossero necessari notevoli adeguamenti o si fosse determinato un onere aggiuntivo rilevante a carico dei rispondenti. L'Italia ha chiesto tale deroga sino al 2019, tramite una richiesta formale inviata dal Ministero dello sviluppo economico alle autorità europee l'11 luglio 2017, trovandosi nelle condizioni previste dalla norma, vale a dire in presenza di oneri aggiuntivi rilevanti a carico dei rispondenti, tra l'altro particolarmente numerosi.

Rispetto alla precedente direttiva, le principali novità introdotte dal regolamento del 2016 riguardano l'introduzione dell'obbligo di rilevazione dei prezzi per i clienti domestici (la cui raccolta avveniva prima su base volontaria) e il livello di disaggregazione dei prezzi richiesto. Infatti, sia per il settore elettrico, sia per quello del gas, è ora richiesta con cadenza semestrale la trasmissione dei prezzi suddivisi per componenti fiscali e, con cadenza annuale, quella dei prezzi suddivisi per componenti economiche (energia/rete/imposte) e sotto-componenti (dei costi di rete e delle tasse). In precedenza, la disaggregazione per componenti economiche era richiesta solo per il settore elettrico, ma non per quello del gas. Per una descrizione più dettagliata delle finalità e dei contenuti del regolamento in analisi, nonché delle modalità di implementazione nel nostro Paese, si rimanda al Capitolo 1 del Volume 1 della *Relazione Annuale* 2018.

Nei successivi sottoparagrafi è riportato il confronto tra i prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2019 nei diversi paesi europei, come risultanti a Eurostat alla data del 3 maggio 2020. Per quanto la nuova metodologia non abbia inciso sulla rilevazione dei prezzi finali, ma solo sui criteri di ripartizione tra le loro singole componenti, la sua introduzione ha rappresentato anche un'occasione, per molte imprese italiane, per riclassificare i clienti finali e procedere alla loro corretta attribuzione alle singole classi di consumo, in un più generale processo di conguagli di fatturazione. Queste circostanze – unitamente a quanto sopra riportato in merito alla coesistenza, fino all'anno 2018, di diverse metodologie di rilevazione (oltre all'Italia hanno richiesto

deroghe Germania, Spagna e Cipro) – vanno, dunque, adeguatamente considerate nel momento in cui si operano confronti tra i valori di prezzo dell'anno 2019 nei diversi paesi e in particolare tra le loro singole componenti.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

I prezzi medi dell'energia elettrica, al lordo degli oneri e delle imposte per i consumatori domestici italiani appartenenti alle classi DB e DC², si confermano, anche per il 2019, su valori più convenienti rispetto a quelli dell'Area euro (-5% contro il -10% del 2018) o solo appena leggermente superiori (+2% contro il -5% del 2018). Le due classi DB e DC sono quelle dove si concentrano i maggiori consumi nel nostro Paese, coprendo in un caso il 39% e nell'altro il 41% del totale dell'energia elettrica fatturata al settore domestico nel 2019³.

TAV. 1.13 *Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2019 (prezzi al netto e al lordo delle imposte, in c€/kWh)*

CONSUMATORI	FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	22,82	38,22	15,41	24,40	13,33	20,54	11,93	18,08	10,61	16,03
Belgio	35,47	48,77	21,43	30,87	19,51	28,50	17,56	26,11	14,29	22,01
Bulgaria	8,47	10,16	8,32	9,99	8,15	9,78	8,05	9,65	7,98	9,58
Cipro	24,41	32,74	16,61	23,42	15,61	22,20	15,14	21,60	13,54	19,69
Croazia	17,25	21,09	11,20	14,25	10,29	13,23	9,84	12,72	9,57	12,41
Danimarca	16,33	36,67	12,61	32,02	10,63	29,54	9,85	23,61	9,54	21,68
Estonia	12,17	16,39	10,68	14,60	10,05	13,84	9,42	13,09	8,55	12,04
Finlandia	27,72	37,41	17,19	24,25	11,87	17,59	9,88	15,04	7,71	12,37
Francia	26,36	36,33	14,50	21,53	12,04	18,46	10,67	16,74	10,11	16,02
Germania	28,87	47,74	16,95	33,47	13,96	29,81	12,16	27,56	10,46	25,09
Grecia	16,58	21,00	12,13	16,10	11,65	15,73	11,43	16,81	10,92	20,24
Irlanda	30,90	38,76	25,05	30,85	20,79	24,85	18,24	21,36	15,75	18,06
Italia	32,10	51,19	17,37	24,76	14,30	23,21	12,72	23,07	11,54	22,48
Lettonia	14,22	21,74	12,01	17,33	11,40	16,35	10,87	15,50	10,78	15,56
Lituania	9,85	13,02	9,64	12,77	9,47	12,55	9,06	12,05	8,38	11,21
Lussemburgo	28,61	34,54	16,41	21,39	13,26	17,99	10,98	15,53	10,05	14,51
Malta	33,82	35,67	13,91	14,76	12,21	12,98	14,28	15,15	30,92	32,62
Paesi Bassi	39,38	9,24	18,92	18,36	13,58	20,61	9,61	21,09	n.d.	n.d.
Polonia	12,31	18,09	9,50	14,56	8,83	13,60	8,19	12,72	7,94	12,51

(segue)

² Con consumi rispettivamente compresi tra 1.000 e 2.500 kWh/a e tra 2.500 e 5.000 kWh/a.

³ Fonte: raccolta dei prezzi medi ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com.

CONSUMATORI	FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Portogallo	17,86	37,87	12,09	23,96	11,09	21,66	10,45	20,55	9,99	19,58
Regno Unito	21,99	32,20	16,55	24,22	14,81	21,66	13,44	19,68	12,57	18,32
Repubblica Ceca	24,47	32,10	17,16	23,26	12,47	17,59	9,33	13,79	9,25	13,70
Romania	9,98	13,83	10,05	13,91	10,04	13,90	10,11	13,98	10,01	13,86
Slovacchia	17,49	25,21	11,71	18,27	9,66	15,81	7,93	13,74	6,59	12,13
Slovenia	17,90	31,90	13,05	20,32	11,36	16,50	10,36	14,29	9,36	12,49
Spagna	33,32	60,89	16,28	29,74	13,24	23,99	11,21	20,19	10,51	17,94
Svezia	29,54	41,27	15,85	24,15	13,07	20,67	10,47	17,43	8,49	14,99
Ungheria	9,09	11,54	8,89	11,29	8,73	11,09	8,55	10,86	8,45	10,74
Norvegia	33,13	42,49	20,34	26,88	13,12	18,06	9,18	13,24	7,99	11,79
Unione europea	26,03	38,49	15,56	24,56	13,06	21,60	11,47	19,71	10,55	18,48
Area euro	28,57	42,54	16,12	25,98	13,30	22,76	11,61	20,93	10,64	19,67

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

In termini di prezzi netti, tuttavia, i differenziali appaiono da un anno all'altro in peggioramento per entrambe le classi (registrando un incremento di poco inferiore all'8%, a fronte di un sostanziale allineamento nel 2018). I prezzi netti italiani risultano, infatti, cresciuti in misura maggiore rispetto a quelli dell'Area euro (poco meno del 6%, a fronte di una riduzione intorno al 2% per l'Area euro), al contrario di quanto avvenuto lo scorso anno quando, a fronte di prezzi in aumento per l'Area euro, quelli netti italiani erano cresciuti leggermente di meno o avevano registrato dei cali. I prezzi per le ultime due classi a più alti consumi, che però rappresentano quote limitate dei volumi complessivi del settore domestico (11% per la DD e 1% per la DE⁴), mostrano, invece, una riapertura dei differenziali positivi, sia in termini lordi, sia in termini netti. Infatti, tali differenziali sono passati, in termini lordi, rispettivamente dal +3% del 2018 al +10% del 2019 e dal +6% al +14%. In termini di prezzi al netto degli oneri e delle imposte, i divari rispecchiano quelli al lordo per la classe DD (+2% nel 2018 e +10% nel 2019), mentre risultano solo leggermente inferiori per la classe DE (da +1% nel 2018 a +8% nel 2019).

Per quanto riguarda la componente fiscale che grava sui consumatori domestici, essa continua a presentare una struttura non digressiva, a differenza di quanto accade nel resto dell'Unione europea, rispetto alla quale risulta più alta per le classi a più alto consumo (fino al 20% in più) e viceversa più bassa per le classi inferiori (fino al 25% in meno). Dal 2016, in virtù dell'avvio della riforma delle tariffe elettriche domestiche, si è, invece, consolidata la struttura digressiva del prezzo netto, come negli altri paesi europei.

Discorso a parte merita la prima classe di consumo⁵: essa presenta per l'Italia prezzi medi significativamente in aumento rispetto all'anno precedente e soprattutto un rilevante divario positivo rispetto agli altri paesi, in netto contrasto con le dinamiche storiche, che vedevano i prezzi italiani sempre significativamente più bassi. La prima classe di consumo appare, però, fortemente influenzata nel 2019 da due congiunture: da un lato, dall'introduzione della nuova metodologia di rilevazione dei prezzi, dall'altro, dalle massicce politiche di conguagli operati da parte delle imprese, a seguito della previsione introdotta con la legge di bilancio 2018 (legge 27 dicembre 2017, n.

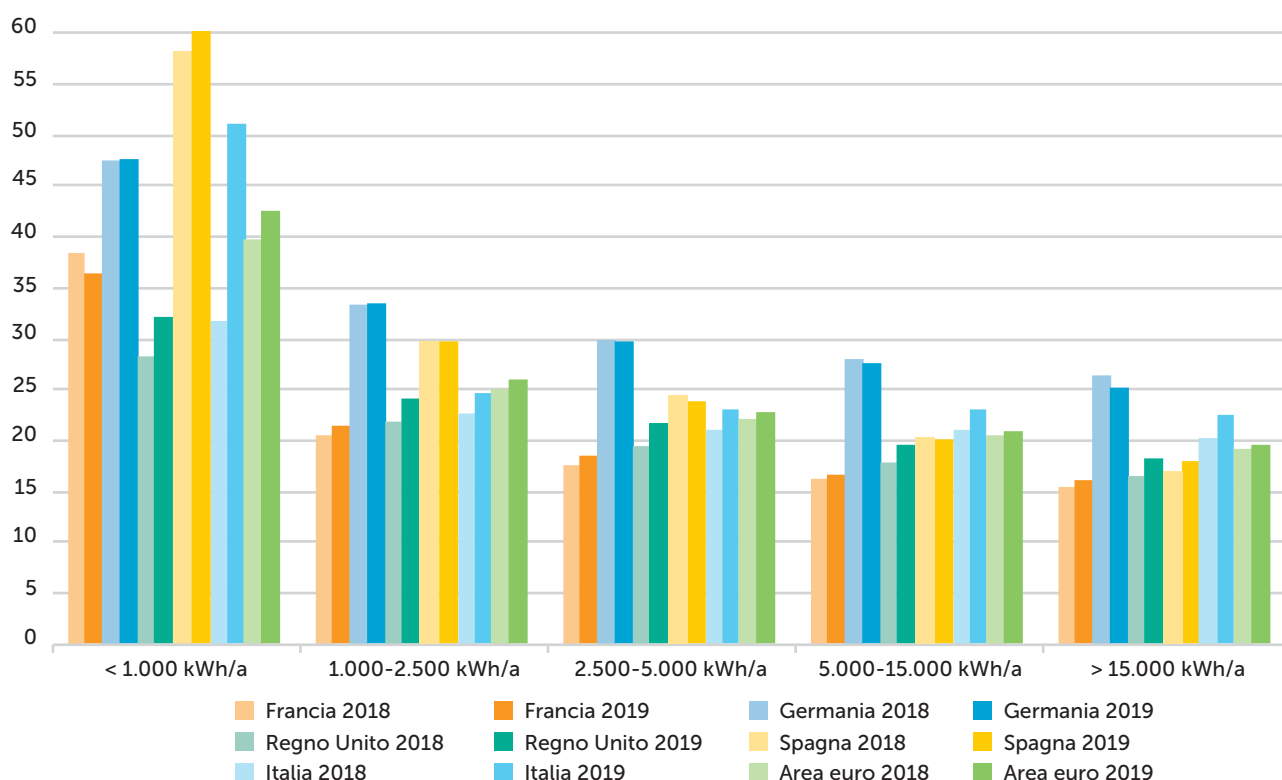
4 Con consumi rispettivamente tra 5.000 e 15.000 kWh/anno e > 15.000 kWh/anno.

5 Con consumi inferiori a 1.000 kWh/a.

205), che ha imposto, con decorrenza dal 1° marzo 2018, la prescrizione biennale per i predetti conguagli. Tali congiunture hanno rappresentato l'occasione, per alcune imprese, per introdurre miglioramenti nei processi di fatturazione e per effettuare una più accurata ripartizione dei clienti nelle classi di consumo richieste da Eurostat. Tutto ciò si è tradotto in una diversa distribuzione dei consumi e, in particolare per la prima classe, in valori medi di consumo molto più bassi, sui quali le quote fisse hanno finito per gravare con molta maggiore incidenza.

Per molti anni, in passato, i prezzi medi italiani per le prime due classi di consumo⁶ hanno assunto valori inferiori rispetto a quelli mediamente praticati nell'Area euro, sia al lordo, sia al netto delle imposte e degli oneri generali di sistema, mentre per i prezzi delle classi successive, al contrario, si registravano valori superiori, anche con differenze particolarmente accentuate. A partire dal 2017, e poi nel 2018, si è assistito a un processo di complessivo riallineamento e miglioramento dei prezzi finali dell'energia elettrica dei consumatori domestici italiani rispetto a quelli europei che, al netto di dinamiche congiunturali per la prima classe, sembra sostanzialmente confermarsi anche per il 2019 relativamente alle classi intermedie, pur in presenza di una riduzione, a svantaggio dei clienti finali italiani, del differenziale negativo di cui beneficiavano. Le classi a maggiori consumi interrompono tale processo per tornare alla situazione *ante* 2017. Tali tendenze, tenuto conto del primo anno di applicazione della nuova metodologia di rilevazione, dovranno essere più opportunamente valutate e verificate nei prossimi anni.

FIG. 1.12 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei (prezzi al lordo delle imposte in c€/kWh)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Per il 2019, e dunque per il terzo anno consecutivo, si può nondimeno continuare ad asserire che la maggioranza dei clienti finali domestici italiani ha pagato prezzi finali dell'energia elettrica o più convenienti (per circa il -5% nella classe DB) o sostanzialmente in linea rispetto all'Area euro (classe DC), dato lo scarto del 2% (valore che era

⁶ Comprendenti i consumi annui fino a 2.500 kWh/anno.

superiore al 10% fino al 2015). I restanti clienti, invece, come visto sopra, pagano in media tra il 10% e il 14% in più, valore che raggiungeva, però, circa +30% nel 2016.

Osservando più in dettaglio le dinamiche intercorse da un anno all'altro, nel 2019 i prezzi lordi italiani sono cresciuti in misura rilevante, intorno al 9-10% rispetto all'anno precedente per tutte le classi, a eccezione della prima (Fig. 1.12). Nell'Area euro i rincari sono stati più contenuti, con incrementi compresi tra il 2% e il 3%. All'origine di tali andamenti vi sono, per tutte le classi, aumenti più elevati dei prezzi netti italiani rispetto a quelli dell'Area euro, con valori intorno al +5%, a fronte del -2% circa dell'Area euro. A questo fenomeno si accompagnano incrementi molto più sostenuti, nel nostro Paese, della componente oneri e imposte. In termini di variazione dell'incidenza fiscale rispetto al 2018, si riscontrano comunque incrementi leggermente più contenuti in Italia (dal +9,9% al +5,1% passando dalla classe DB alla DE, contro valori da +10,3% al +4,5% nell'Area euro). Per tutte le classi, sempre escludendo quella a minori consumi, il 2019 mostra anche l'inversione della tendenza, in atto dal 2016, alla diminuzione dell'incidenza della componente oneri e imposte sul prezzo finale lordo italiano, che ha raggiunto valori oltre il 40% per le due classi a maggiori consumi e del 30% e del 38,4%, rispettivamente, per le due classi intermedie, valori non troppo dissimili da quelli medi dell'Area euro.

Confrontando i prezzi italiani e quelli dei principali paesi europei⁷, anche nel 2019 la Germania è stato il paese dove sono stati praticati i prezzi più alti per il consumo domestico di energia elettrica. Rispetto all'omologo tedesco, il cliente domestico italiano ha continuato a pagare prezzi finali decisamente inferiori, anche se il divario si è ridotto passando, per le classi intermedie, da percentuali intorno al -30% a valori pari, rispettivamente, al -26% per la DB e al -22% per la DC, mentre per le ultime due classi il vantaggio è passato da oltre il -20% al -16% (per la classe DD) e al -10% (per la DE).

Francia e Regno Unito mantengono, invece, prezzi più bassi dell'Italia. La Francia vede aumentare la propria convenienza per tutte le classi; i differenziali dei prezzi italiani per le classi a maggiori consumi si collocano intorno al +40% (erano del +30% circa nel 2018). Il divario con il Regno Unito è, invece, costante, solo in lieve calo e decisamente su valori più bassi per le classi intermedie (+2% e +7% per le classi DB e DC, mentre per le ultime due classi le percentuali sono del +17% e del +23%). Anche la Spagna conserva nel 2019 il medesimo orientamento degli anni precedenti, con prezzi più alti rispetto a quelli italiani per le classi intermedie e prezzi più bassi per le restanti due.

In termini di incidenza degli oneri e delle imposte, la Germania resta il paese con i valori più alti e perlopiù superiori al 50% (se si eccettua la prima classe, dove la percentuale si attesta al 40%). Dopo anni di continua riduzione, nel 2019 per la prima volta anche per la seconda classe tedesca si è evidenziata un'incidenza inferiore al 50%, sia pure di qualche decimale (è risultata pari al 49,4%).

Incidenza in leggero calo anche in Francia, dove si colloca su valori superiori al 30%, percentuale che nel 2019 ha raggiunto anche il Regno Unito, dopo anni di continui aumenti. L'incremento più spiccato ha, però, riguardato la Spagna, che è passata da un'incidenza media intorno al 20% del 2018 a valori superiori al 40% nel 2019.

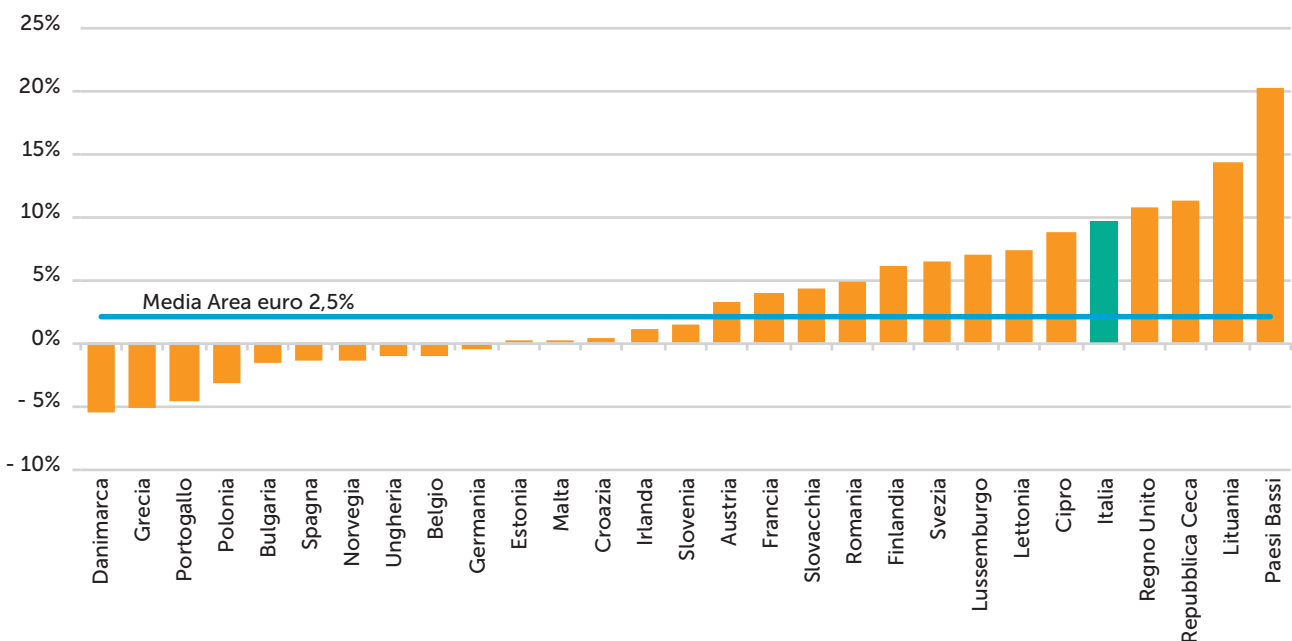
Con riferimento specifico alla classe di consumo intermedia (2.500-5.000 kWh/a) – rappresentativa del cliente domestico, in quanto, oltre ad avere il maggior peso in termini di energia venduta, include il cliente tipo

⁷ Con principali paesi europei si intendono Francia, Germania, Regno Unito e Spagna, vale a dire i paesi in cui i mercati in esame presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia.

normalmente di riferimento per l’Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente –, il prezzo lordo è cresciuto del 9,8%, contro una media dell’Area euro del +2,5% e contro incrementi più contenuti di quello italiano in tutti i principali paesi, a eccezione del Regno Unito (+10,8%).

In termini di valori al lordo delle imposte, le famiglie italiane con consumi nella classe intermedia pagano un prezzo di 23,21 c€/KWh, che corrisponde al 22% in meno delle famiglie tedesche e al 3% in meno di quelle spagnole, ma al 26% in più di quelle francesi e al 7% in più di quelle britanniche; si evidenzia, quindi, un peggioramento relativo rispetto alla posizione occupata dall’Italia in passato nei confronti di tutti i paesi, a eccezione del Regno Unito.

FIG. 1.13 *Variazione dei prezzi finali dell’energia elettrica per usi domestici: variazione percentuale nel 2019 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Prezzi per i clienti industriali

Dopo le positive tendenze degli anni 2017 e 2018, che avevano visto anche per il settore industriale la progressiva riduzione del divario tra i prezzi medi lordi dell’energia elettrica del nostro Paese e quelli più convenienti pagati nell’Area euro, il 2019 mostra un peggioramento della situazione relativa per tutte le sei classi di riferimento (Tav. 1.14).

I prezzi italiani risultano, infatti, significativamente più alti, addirittura fino al 45% più cari nel caso della prima classe⁸ (il divario con i prezzi medi dell’Eurozona era sceso al +8% nel 2018, dal +32% registrato nel 2016). Per le altre classi il differenziale si colloca intorno al +20%, contro valori che nell’anno precedente andavano dal +13% per la terza classe al +6% della penultima. Anche l’ultima classe a più alti consumi, che nel 2018 aveva un differenziale negativo (-12%), sconta nel 2019 un divario del +9%. I differenziali di prezzo sembrano tornati su livelli prossimi a quelli registrati nel 2016, anche se restano ancora ben inferiori a quelli degli anni precedenti, quando si attestavano tutti su valori vicini al 30%.

⁸ Con consumi inferiori a 20 MWh/anno.

Nel 2017 i prezzi finali per i clienti industriali italiani avevano beneficiato di diminuzioni dei prezzi netti più spiccate rispetto all'Area euro, almeno per le prime quattro classi, nonché di riduzioni della componente oneri e imposte. Sui valori del 2018, poi, aveva influito positivamente un'ancora più marcata riduzione della componente oneri e imposte, in grado di più che compensare i maggiori aumenti che, invece, avevano riguardato i prezzi netti italiani di quasi tutte le classi. La situazione del 2019 appare, al contrario, determinata sia da ulteriori maggiori aumenti dei prezzi netti rispetto a quelli che hanno interessato l'Area euro, sia da aumenti ancora più consistenti della componente oneri e imposte.

TAV. 1.14 *Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2019 (prezzi al netto e al lordo delle imposte, in c€/kWh)*

CONSUMATORI	PREZZI FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	12,64	19,48	9,90	15,18	8,10	12,98	7,14	11,43	6,28	10,07	5,84	9,34
Belgio	18,16	27,52	11,66	18,86	8,05	13,87	7,22	11,92	6,13	9,74	5,34	7,87
Bulgaria	10,42	12,62	9,61	11,65	8,68	10,54	8,11	9,86	7,54	9,17	6,74	8,21
Cipro	15,86	22,55	14,85	21,34	13,85	20,08	13,17	19,06	12,92	18,24	11,20	16,96
Croazia	13,02	16,39	10,99	14,09	8,97	11,81	8,03	10,64	7,12	9,56	6,03	7,32
Danimarca	10,30	28,93	8,44	26,16	6,26	23,41	6,16	23,29	5,31	22,21	5,30	22,20
Estonia	10,67	14,59	8,42	11,89	7,67	10,99	6,66	9,77	6,13	9,09	6,34	9,27
Finlandia	9,10	12,15	8,11	10,93	6,45	8,87	6,05	8,38	5,07	7,15	5,06	7,15
Francia	12,63	19,14	9,94	15,44	7,75	11,81	6,65	9,69	6,02	8,00	5,47	6,83
Germania	12,70	27,83	9,35	22,53	7,73	19,97	6,35	17,18	4,81	13,05	4,19	11,86
Grecia	12,82	18,46	10,49	15,52	8,13	11,70	7,23	10,16	7,36	9,24	n.d.	n.d.
Irlanda	19,34	24,81	15,75	18,66	13,66	16,20	11,35	13,36	9,49	10,80	8,53	10,07
Italia	18,24	37,48	10,91	22,25	9,41	18,83	8,95	15,81	8,31	12,57	7,85	10,27
Lettonia	14,98	23,25	10,54	15,75	8,46	12,84	7,32	11,12	6,12	9,60	5,54	8,88
Lituania	12,19	15,87	9,51	12,64	8,43	11,33	7,53	10,23	6,60	9,10	3,57	4,90
Lussemburgo	11,89	16,50	9,65	12,00	8,19	9,79	6,64	7,88	4,44	4,87	n.d.	n.d.
Malta	23,54	24,87	15,03	15,94	13,35	14,17	11,71	12,45	10,60	11,29	9,53	10,16
Paesi Bassi	n.d.	n.d.	7,98	14,73	6,82	11,13	6,43	10,45	5,95	7,91	5,66	7,17
Polonia	11,81	17,46	9,43	14,19	7,13	11,26	6,45	10,41	6,12	9,87	5,87	9,38
Portogallo	11,34	21,44	10,16	17,55	8,36	14,09	7,53	12,56	6,77	10,79	6,15	9,80
Regno Unito	13,96	22,14	12,23	20,20	9,98	18,39	9,32	17,08	8,72	16,19	8,07	15,51
Repubblica Ceca	17,03	23,06	12,23	16,89	6,54	9,39	6,48	8,99	6,67	9,00	6,33	8,53
Romania	9,81	13,51	9,43	13,07	8,37	11,82	7,73	11,01	7,29	10,36	7,15	10,18
Slovenia	11,42	17,88	9,58	13,84	7,89	11,67	6,88	9,85	6,07	8,39	5,46	7,44
Spagna	18,08	29,91	10,83	17,66	9,07	13,63	8,22	11,47	7,30	10,10	6,51	9,00
Svezia	14,45	18,55	8,28	10,83	6,94	9,16	5,91	7,88	4,95	6,67	4,68	6,34

(segue)

CONSUMATORI	PREZZI FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Ungheria	11,97	16,26	10,25	14,08	8,59	11,97	7,83	11,01	7,14	10,14	6,93	9,86
Norvegia	8,11	12,38	7,08	10,10	6,95	9,92	5,79	8,46	5,03	7,52	4,45	5,57
Unione europea	14,00	24,17	10,16	17,99	8,23	14,97	7,36	13,09	6,52	11,01	5,97	9,98
Area euro	14,32	25,88	10,03	18,63	8,22	15,40	7,26	13,19	6,31	10,62	5,71	9,38

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Tralasciando la prima classe, i prezzi netti italiani hanno conosciuto incrementi perlopiù superiori al 10%, con una punta del +16,7% per l'ultima classe, quella con consumi compresi tra 70 e 150 GWh⁹. Nell'Area euro, tali aumenti non hanno superato il 4,3% per la classe ID, con tutte le altre ferme intorno al +2% (e la prima classe in calo). In termini di prezzi netti, sono tornati ad ampliarsi i differenziali rispetto alla media dell'Area euro, sopra il 30% e in netto aumento per le ultime due classi, mentre i divari sono via via più contenuti (fino al +9% della seconda classe) per le classi inferiori (a eccezione della prima).

La componente oneri e imposte ha subito incrementi ancora più spiccati (fino a +88% per l'ultima classe, che però nel 2018 aveva registrato un calo del 61%). Tali aumenti compensano – e, in molti casi, sopravanzano – le assai rilevanti riduzioni registrate nell'anno precedente. Una decisa crescita dei valori 2019 di questa componente, sia pure decisamente inferiore rispetto a quella italiana, si è registrata anche nell'Area euro, con un picco (+16,3%) per la prima classe.

La differenza con l'Area euro torna ad ampliarsi per tutte le prime classi (intorno al +30%), tornando decisamente positiva (+16%) per la quarta classe ID, mentre era pari appena all'1% nel 2018. Si riducono (fino quasi ad annullarsi per la penultima classe) i differenziali negativi delle ultime due classi. Per l'ultima classe resta comunque un differenziale negativo del -34% (era del -63% nel 2018).

L'incidenza della componente oneri e imposte aumenta di qualche punto percentuale sia in Italia (dove si colloca sopra il 50% per le prime classi), sia nella media dell'Area euro (dove assume valori intorno al 45%). Continuano a spiccare i minori valori per le ultime due classi italiane, rispettivamente al 34% e al 24%, contro le incidenze del 41% e del 39% per le equivalenti classi nell'Area euro.

In esito a tali dinamiche, nel 2019 i prezzi lordi italiani per i clienti industriali sono risultati in aumento rispetto ai valori dell'anno precedente, con punte del 20% circa per l'ultima classe, a scendere fino al 12% della seconda classe (con +42% per la prima). Nell'Area euro, gli incrementi sono stati più contenuti e compresi tra il +2,5% e il +7,7%.

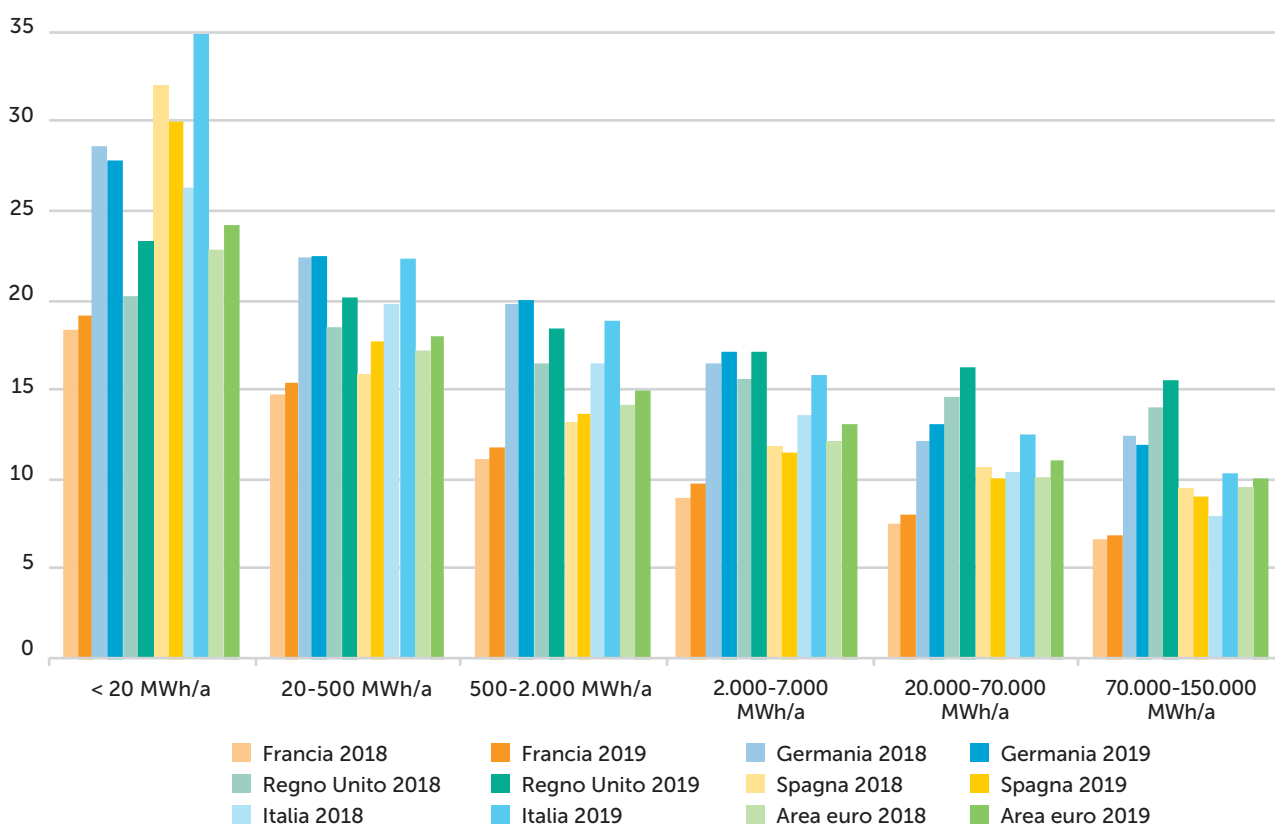
Passando al confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.14), i prezzi medi italiani al lordo degli oneri e delle imposte continuano – come ormai dal 2015 e nonostante i maggiori rincari del 2019 – a non essere più quelli maggiormente elevati tra i principali paesi europei. I consumatori industriali di energia elettrica del nostro Paese seguitano, infatti, a pagare prezzi più convenienti rispetto agli omologhi tedeschi, sia pure con differenziali

⁹ Fa eccezione la classe IC (per cui vedi *infra*), oltre alla classe IA.

negativi in netta contrazione in confronto al 2018. Infatti, la contrazione dei differenziali negativi è pari a circa il 10% (per la seconda classe si passa, per esempio, da -12% a -1%), ma è più elevata per l'ultima classe (per la quale il differenziale si contrae di 22 punti percentuali, da -36% a -13%).

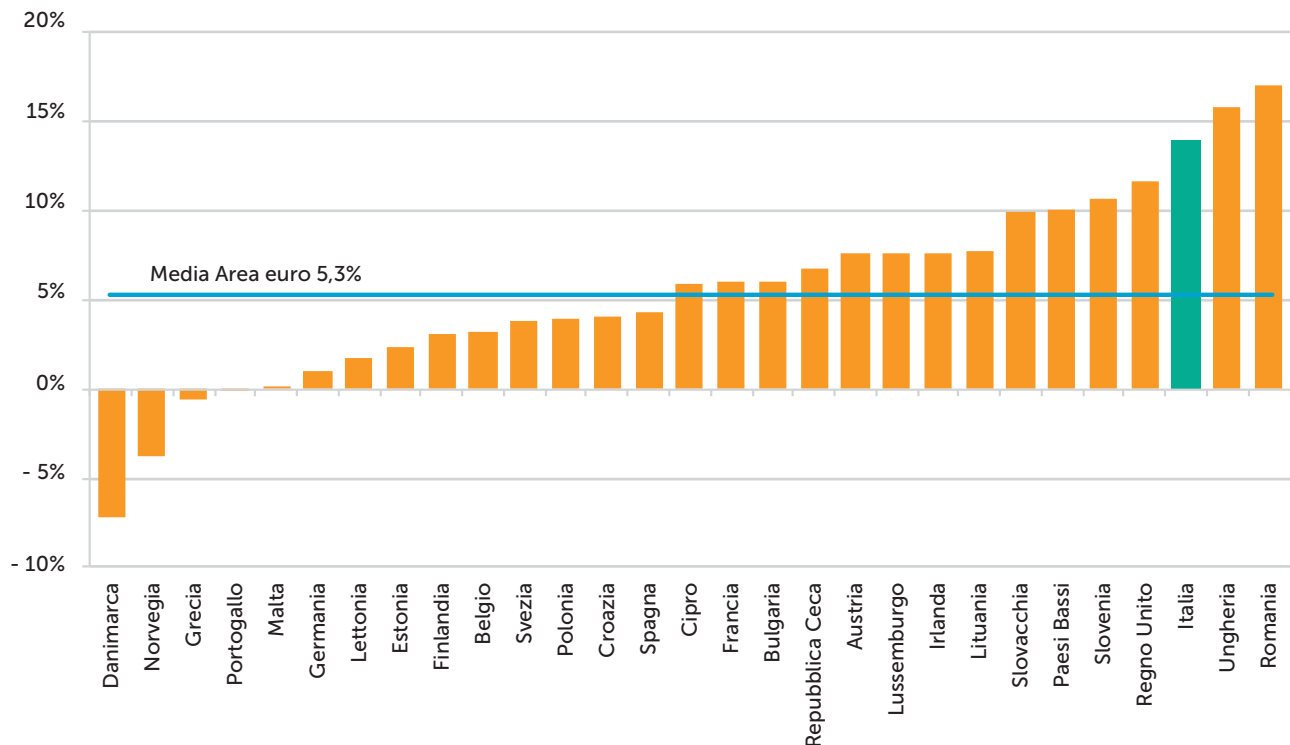
Si mantiene un differenziale negativo anche rispetto alle ultime tre classi del Regno Unito, per quanto, anche in questo caso, in significativa diminuzione. La Spagna torna, invece, a essere più conveniente per tutte le classi, dopo che nel 2018 i prezzi italiani erano risultati più bassi per la prima e per l'ultima classe. Rispetto alla Francia i prezzi italiani restano, invece, spiccatamente più elevati, con i divari che si aprono ancora di più, fino a raggiungere valori intorno al +60% per le classi a maggiori volumi.

FIG. 1.14 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei (prezzi al lordo delle imposte, in c€/kW)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.15 *Variatione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali: variazione percentuale nel 2019 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Con riferimento alla classe di consumo IC (con consumi tra 500 e 2.000 MWh/anno), tra le più rappresentative per il nostro Paese (15% dell'energia fatturata in totale), i prezzi italiani, pari a 18,83 c€/kWh, in aumento del 14% rispetto all'anno precedente, risultano più alti rispetto alla media dell'Area euro del 22% (+13% nel 2018). Come già accadeva da anni, nel 2019 il prezzo lordo per questa classe di consumo in Italia è cresciuto di più di quello della media dell'Area euro, che comunque ha segnato un incremento del 5,3% (Fig. 1.15).

Il divario positivo è diventato ancora più rilevante con la Francia (+59%), ma anche con la Spagna (+38%). Il differenziale con la Germania è sceso, invece, dal -16% al -6%, mentre rispetto al Regno Unito da una situazione di sostanziale invarianza (+0,3%) si è passati a un differenziale del +2%.

In termini di prezzi netti, per questa classe i differenziali con gli altri paesi non sempre rispecchiano quelli sui prezzi finali, comprensivi delle imposte: i prezzi netti italiani presentano un differenziale positivo con la Germania, tra l'altro in netto aumento (dal +15% al +22%), così come con Francia (+21%) e Spagna (+4%). Negativo, invece, il divario con il Regno Unito (-6%, contro -10% nel 2018).

Per quanto riguarda la componente oneri e imposte, si è assistito a un aumento per la classe in esame (+23%). Il valore della componente resta secondo solo a quello della Germania, rispetto al quale è ora inferiore del 23% (mentre nel 2018 era inferiore del 36%).

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2019 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 per tutte le classi di consumo. Per la prima volta, infatti, anche la prima classe¹⁰ ha conosciuto un differenziale positivo, passando dal -1% del 2018 al +7%. In passato, tale classe era sempre risultata più conveniente sia al lordo, sia al netto delle imposte, anche se per differenziali negativi contenuti.

Per le altre due classi a maggior consumo i divari con la media dei prezzi lordi dell'Area euro (Tav. 1.15) hanno conosciuto, però, una leggera diminuzione rispetto all'anno precedente: per la classe di consumo 525-5.254 m³/a, che è anche quella che presenta la quota maggiore sul totale dei consumi domestici (72%), il differenziale è stato, infatti, del +15%, contro il +17% registrato nel 2017; per la classe oltre 5.254 m³/a (in cui per lo più ricadono i riscaldamenti centralizzati) il valore è stato, invece, del +18%, contro il +22% dell'anno precedente.

Anche in termini netti il differenziale con l'Area euro è calato per le classi maggiori di consumi, in particolare per l'ultima (dal +10% al +4%). Tale differenziale ha, tuttavia, registrato una forte crescita per la prima classe (+16%, mentre era nullo nel 2018).

Gli esiti illustrati sono il frutto di dinamiche dei prezzi netti che, per l'Italia, hanno visto da un anno all'altro una sostanziale invarianza per la seconda classe e una riduzione del 6,3% per la classe a maggiori consumi, ma anche un aumento significativo per la prima classe (+16,6%); l'Area euro ha registrato, invece, prezzi netti sostanzialmente stabili, a eccezione della classe intermedia (+2,8%).

TAV. 1.15 *Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2019 (prezzi al netto e al lordo delle imposte, in c€/m³)*

CONSUMATORI	PREZZI FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m ³)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	78,73	105,42	51,50	70,55	44,17	61,63
Belgio	70,73	88,18	47,21	59,57	40,20	51,06
Bulgaria	41,14	49,37	39,77	47,72	39,43	47,31
Croazia	40,85	51,06	33,04	41,30	30,65	38,31
Danimarca	57,18	112,51	35,93	85,94	30,10	78,65
Estonia	39,45	55,01	33,45	47,80	32,00	46,07
Francia	117,26	151,39	59,88	83,38	45,17	64,64
Germania	74,40	98,34	47,76	64,53	42,83	58,57
Grecia	64,54	71,71	54,06	60,34	53,54	59,86

(segue)

¹⁰ Con consumi inferiori a 525 m³/a, perlopiù impiegati per uso per cottura e acqua calda.

CONSUMATORI	PREZZI FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m ³)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Irlanda	72,56	86,78	63,50	76,50	56,90	68,98
Italia	105,05	127,43	57,46	90,08	44,85	80,44
Lettonia	84,60	104,54	33,01	42,11	32,61	41,63
Lituania	56,78	72,69	32,14	45,26	27,99	39,45
Lussemburgo	43,54	48,33	40,96	45,55	40,26	44,70
Paesi Bassi	85,43	148,63	44,99	99,69	n.d.	n.d.
Polonia	45,21	56,13	39,87	49,56	40,70	51,05
Portogallo	75,92	99,78	61,86	81,25	57,79	76,29
Regno Unito	74,78	84,83	47,49	52,72	41,56	45,98
Repubblica Ceca	97,49	118,07	51,18	62,03	46,56	56,45
Romania	30,47	36,26	30,18	35,91	29,64	35,27
Slovacchia	107,65	129,18	40,96	49,15	39,53	47,43
Slovenia	45,68	64,31	42,08	59,91	39,44	56,70
Spagna	85,40	112,21	70,36	92,88	49,98	67,59
Svezia	153,20	227,29	70,78	124,27	67,39	120,03
Ungheria	28,32	35,96	28,31	35,96	28,31	35,95
Unione europea^(A)	81,83	104,37	49,66	68,66	41,95	60,24
Area euro	90,61	119,34	52,80	78,23	43,25	67,90

(A) I dati di Cipro, Finlandia e Malta non sono disponibili e quindi non sono riportati.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Per la prima classe, l'aumento dei prezzi netti italiani risulta in parte compensato da una riduzione decisamente più spiccata registrata dalla componente fiscale. Entrambe queste variazioni sono anche l'esito della revisione metodologica imposta dall'applicazione del regolamento europeo¹¹. Aumenti leggermente inferiori per le componenti imposte hanno riguardato le altre due classi.

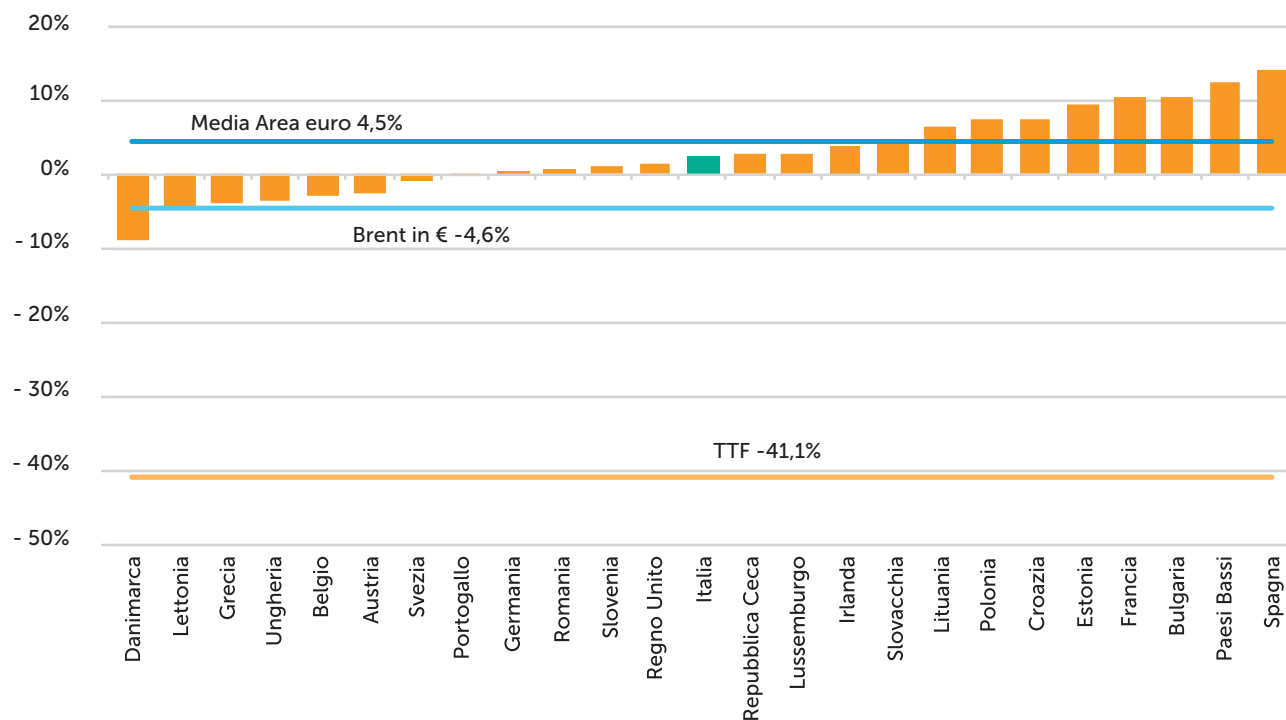
Passando all'incidenza fiscale, nel 2019 questa è tornata a crescere nel nostro Paese, sia pure molto debolmente, per le ultime due classi, mentre per la prima il calo è rilevante, dal 24,8% (valore prossimo a quello dell'Area euro) al 17,6%. Tale incidenza fiscale, che tocca in Italia percentuali sul prezzo finale del 36% e del 44% per le due classi a maggiori consumi, rimane anche per il 2019 sempre più alta della media europea.

Dopo che nel biennio 2017-2018 erano tornate ad ampliarsi le differenze tra i prezzi italiani e quelli dell'Area euro, che invece avevano conosciuto in precedenza un periodo di progressiva riduzione, nel 2019 si assiste

¹¹ In occasione della revisione della metodologia Eurostat è stata modificata la definizione del "prezzo netto". Fino al 2018 quest'ultimo comprendeva gli oneri di sistema, che nel settore del gas sono identificati nelle componenti RE, denominati UG2 e UG3 (rispettivamente: a copertura del risparmio energetico, della modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio e per il recupero della morosità). Dal 2019 queste componenti sono state escluse dal prezzo netto e inserite nella componente "oneri e imposte". Poiché per i clienti di più piccola dimensione l'insieme degli oneri di sistema assume un valore negativo (circa -8,5 c€/m³), la loro esclusione fa sì che il prezzo netto del 2018 risulti inferiore a quello calcolato per il 2019.

a un miglioramento relativo per le ultime due classi, con prezzi finali che crescono meno (per qualche punto percentuale) in Italia rispetto all'Area euro; per la prima classe, il maggiore aumento del prezzo finale rispetto all'Area euro (+6,4 contro -0,9%) determina per la prima volta un differenziale positivo con l'Area euro.

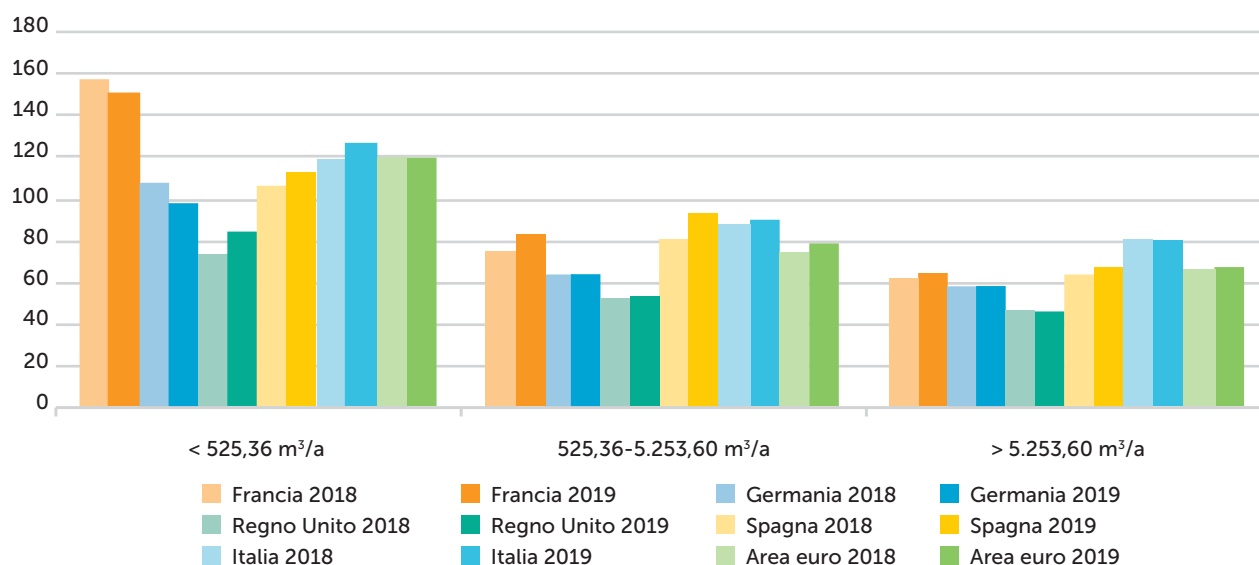
FIG. 1.16 *Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici: variazione percentuale nel 2019 dei prezzi al lordo delle imposte per clienti con consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m³*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

La figura 1.16 riporta, a titolo di confronto tra il 2018 e il 2019, la dinamica dei prezzi finali per la classe intermedia (525-5.253 m³/a) nei singoli paesi, unitamente a quella del prezzo all'ingrosso alla piattaforma olandese TTF.

L'aumento del 2,3% per tale classe si confronta con il +4,5% della media dell'Area euro; tali aumenti nel settore domestico sono intervenuti a fronte di un prezzo del gas all'ingrosso per le transazioni *spot* in Europa che ha, invece, conosciuto forti contrazioni.

FIG. 1.17 *Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei (prezzi al lordo delle imposte, in c€/m³)*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Guardando al confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.17), il prezzo italiano per la classe di consumo più bassa, comprensivo delle imposte, è il più alto, inferiore, come in passato, solo a quello francese. Per la seconda classe, invece, il prezzo italiano è sceso sotto a quello spagnolo. Nella classe a maggiori consumi l'Italia mantiene il prezzo più elevato (80,04 c€/m³) rispetto a tutti gli altri principali paesi, con differenziali, però, in leggera diminuzione rispetto alla Germania (+37%) e al Regno Unito (+75%).

La componente oneri e imposte si conferma più alta nel nostro Paese per le classi a maggiori consumi, mentre assume valori inferiori a quelli di tutti gli altri principali paesi per la prima classe, con l'eccezione del Regno Unito (che, tuttavia, adotta imposte particolarmente basse per tutte le classi, tra il 18% e il 35% di quelle applicate nell'Area euro).

Prezzi per le utenze industriali

Per i prezzi del gas per i consumatori industriali (Tav. 1.16), nel 2019 si interrompe la tendenza, delineatasi negli ultimi anni, secondo la quale le imprese industriali appartenenti alle tre classi a maggiore consumo di gas beneficiavano di prezzi lordi più vantaggiosi rispetto a quelli medi dell'Area gas, con differenziali in riduzione, mentre i prezzi per le prime classi erano più alti, con differenziali sostanzialmente stabili. Infatti, per la classe a più alti consumi (cioè con consumi annui compresi tra 26 e 105 M(m³)) il differenziale è entrato in territorio positivo, sia pure con un modesto +1% (era pari a -5% nel 2018). Per le due classi a più bassi consumi (fino a 263.000 m³/anno) il differenziale mostra un aumento, passando a +18% (era a +15%) e a +6% (era a +4%).

TAV. 1.16 Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2019 (prezzi al netto e al lordo delle imposte, in c€/m³)

CONSUMATORI	FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m ³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	45,59	63,07	36,11	51,51	27,16	40,40	21,41	33,27	45,59	63,07
Belgio	41,46	52,44	29,39	37,64	23,15	29,76	19,53	24,91	41,46	52,44
Bulgaria	38,38	47,44	35,70	44,24	31,28	38,85	26,70	32,79	38,38	47,44
Croazia	38,78	50,32	33,06	42,53	30,68	39,56	27,45	35,06	38,78	50,32
Danimarca	33,88	83,38	32,85	82,24	23,80	69,00	20,64	64,75	33,88	83,38
Estonia	32,47	46,61	30,92	44,70	29,90	42,94	28,72	40,14	32,47	46,61
Finlandia	53,35	90,53	48,70	84,76	42,83	77,49	n.d.	n.d.	53,35	90,53
Francia	47,56	67,18	40,55	58,37	31,92	46,25	24,42	31,52	47,56	67,18
Germania	38,98	52,77	33,65	46,29	27,97	39,33	22,81	33,14	38,98	52,77
Grecia	50,27	61,27	40,01	48,83	32,51	38,82	28,95	34,43	50,27	61,27
Irlanda	49,08	60,24	39,10	48,99	31,62	39,00	25,35	28,90	49,08	60,24
Italia	49,64	76,16	38,03	57,06	29,72	38,17	25,79	30,51	49,64	76,16
Lettonia	37,94	48,04	34,42	43,60	29,97	37,90	26,68	34,04	37,94	48,04
Lituania	30,62	45,57	28,92	42,32	26,70	38,52	23,27	32,87	30,62	45,57
Lussemburgo	41,50	46,04	39,07	42,78	32,35	35,35	22,13	23,98	41,50	46,04
Paesi Bassi	n.d.	n.d.	27,67	78,36	23,02	42,93	20,38	30,06	n.d.	n.d.
Polonia	42,69	53,74	39,73	50,07	35,12	44,37	27,84	34,97	42,69	53,74
Portogallo	55,61	77,13	45,28	58,59	32,95	41,48	28,28	35,29	55,61	77,13
Regno Unito	52,72	63,88	30,10	38,28	27,28	34,48	21,59	27,12	52,72	63,88
Repubblica Ceca	36,00	45,19	31,24	39,43	29,28	37,05	25,39	32,35	36,00	45,19
Romania	35,98	43,80	35,04	42,70	32,73	39,77	28,63	34,80	35,98	43,80
Slovacchia	43,89	54,35	40,25	49,97	35,57	44,36	27,99	35,27	43,89	54,35
Slovenia	43,35	60,98	41,07	57,66	31,19	45,05	25,54	34,70	43,35	60,98
Spagna	43,95	57,70	39,07	51,03	30,63	39,33	27,68	35,59	43,95	57,70
Svezia	53,93	102,48	41,63	87,10	31,26	74,14	25,55	67,00	53,93	102,48
Ungheria	30,76	41,36	31,11	41,76	27,88	37,81	25,13	34,22	30,76	41,36
Unione europea ^(A)	43,88	62,58	35,11	51,32	28,96	40,06	23,99	31,99	43,88	62,58
Area euro	43,61	64,46	35,83	53,93	28,77	40,43	23,88	31,91	43,61	64,46

(A) I dati di Cipro e Malta non sono disponibili e quindi non sono riportati.

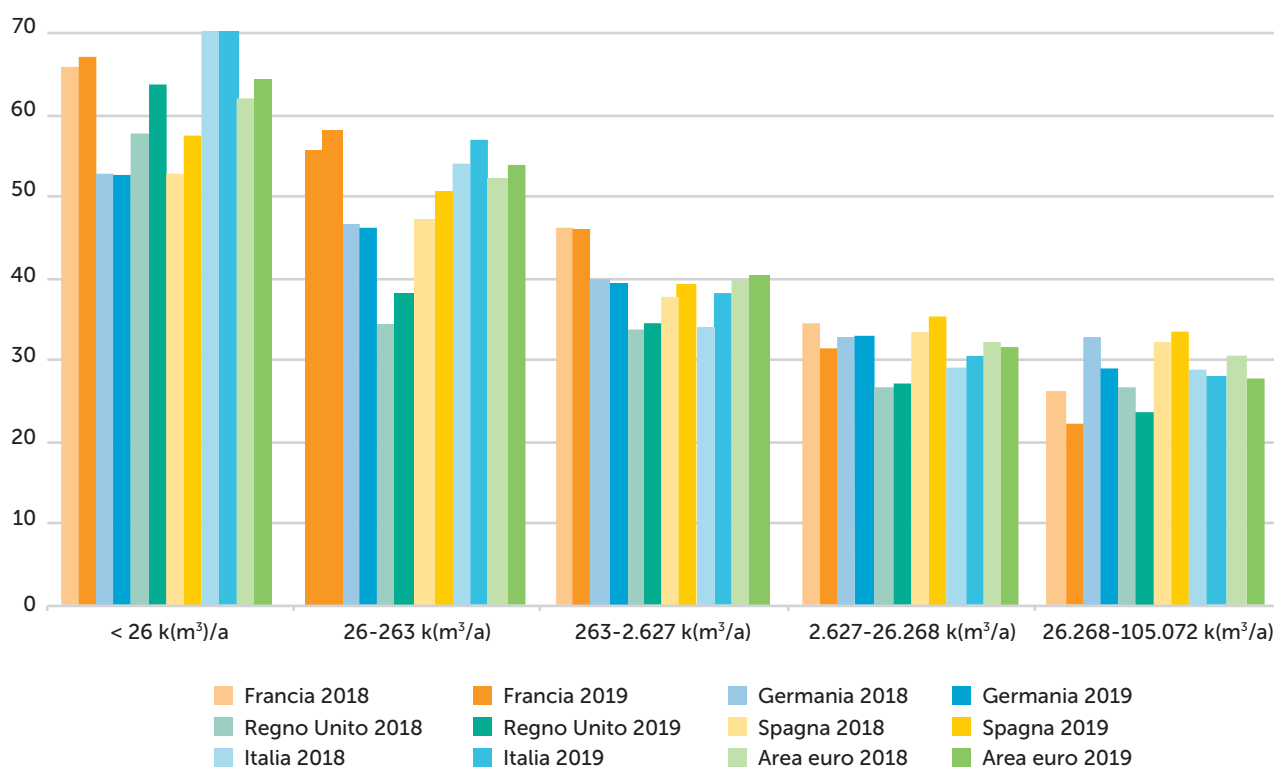
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Per quanto riguarda i prezzi netti, i differenziali sono, invece, tutti positivi e compresi tra il +3% della terza classe e il +14% della prima e dell'ultima. Anch'essi sono in leggero aumento rispetto all'anno precedente per quasi tutte le classi.

In confronto al 2018 i prezzi netti italiani hanno subito riduzioni inferiori rispetto a quanto accaduto nell'Area euro, o aumenti in luogo di riduzioni, a eccezione delle prime due classi.

Ma è soprattutto in termini di imposizione fiscale che le differenze con gli altri paesi restano particolarmente marcate, o addirittura si ampliano: le imprese più piccole (consumi < 26.000 m³/anno) pagano imposte più elevate rispetto alla media dell'Area euro (+27%, contro il +19% del 2018), mentre nel 2019 la seconda classe torna a registrare un differenziale positivo (da -6% a +5%). A partire dalla terza classe, oneri e imposte sul cliente industriale italiano si confermano decisamente più basse, con valori tra il 30% e il 40% inferiori, anche in ragione della loro spiccata degressività. In termini di incidenza fiscale, ciò si risolve in una quota del 35% per la prima classe, contro il 14,5% dell'ultima, con valori corrispondenti per l'Area euro, rispettivamente, del 32% e del 24%. La struttura e il livello dell'imposizione fiscale contribuiscono, pertanto, a determinare le differenze sopra evidenziate con l'Area euro.

FIG. 1.18 *Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei (prezzi al lordo delle imposte, in c€/m³)*



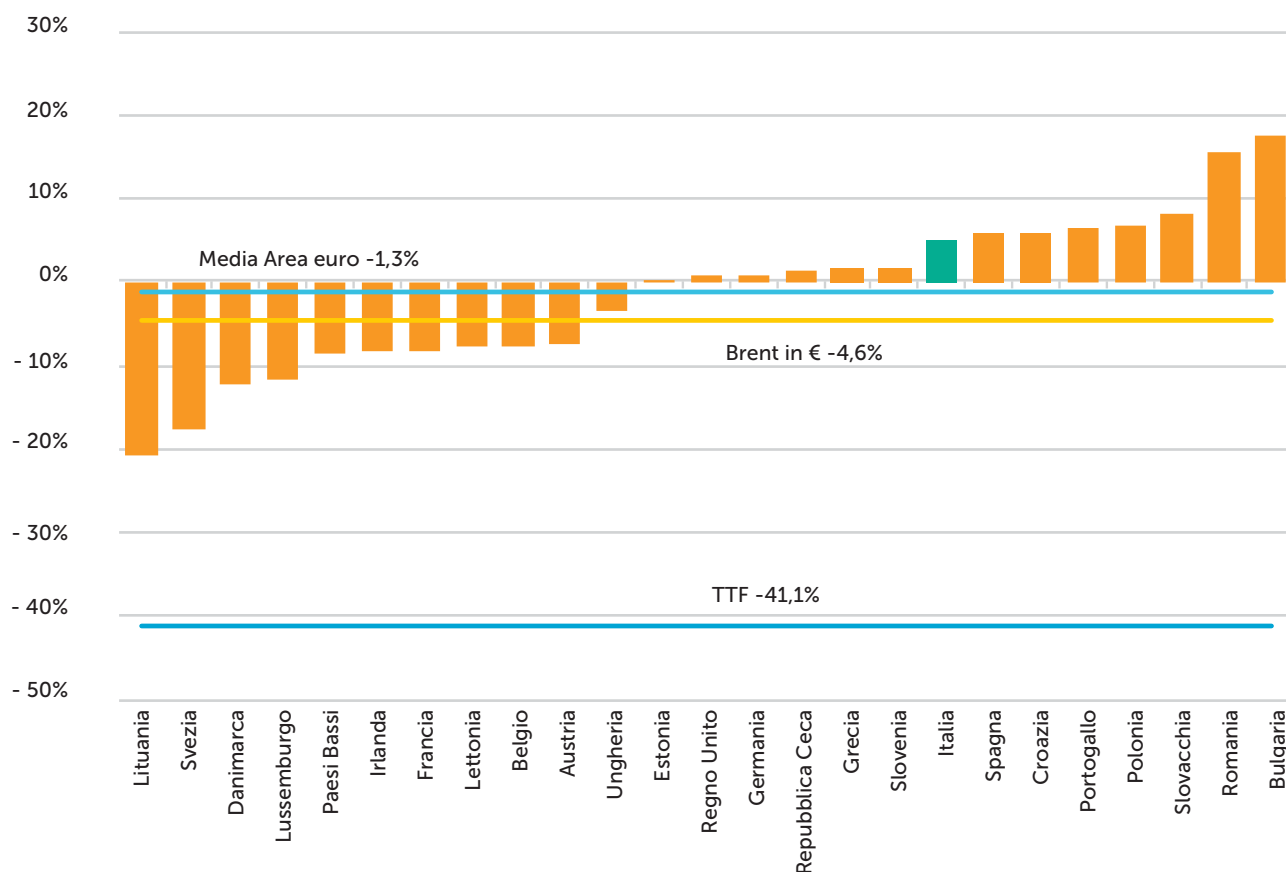
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Anche nel confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.18) si confermano prezzi finali italiani del gas più elevati per le prime due classi di consumo, mentre nelle classi successive i prezzi italiani diventano i più bassi di tutti. Si rileva, in particolare, una forte riduzione dei differenziali negativi con la Germania per le ultime tre classi e una contestuale apertura di quelli positivi delle prime due classi, grazie perlopiù a leggere riduzioni dei prezzi in Germania a fronte di aumenti nel nostro Paese.

Nella penultima classe, quella con consumi compresi tra 2,63 M(m³)/anno e 26,27 M(m³)/anno, i prezzi finali al lordo delle imposte in Italia sono cresciuti del 5%, a fronte del calo dell'1,3% della media dell'Area euro. Nella figura 1.19 sono riportate anche la dinamica del prezzo del gas alla piattaforma TTF e quella del Brent (si veda

il precedente sottoparagrafo “Mercato internazionale del petrolio”): le ampie variazioni dei prezzi all’ingrosso continuano a non trovare contestuale riscontro nei prezzi finali, a eccezione della classe a maggiori consumi, che subisce un calo del prezzo netto del 10,5% in Italia, del 17,6% in Germania e del 12,7% nella media dell’Area euro.

FIG. 1.19 *Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali: variazione percentuale nel 2019 dei prezzi al lordo delle imposte per clienti con consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Andamento dell’economia e del clima nel 2019

Iniziato nel 2018, il rallentamento dell’economia mondiale, che ha coinvolto sia i paesi industrializzati, sia quelli in via di sviluppo, è proseguito anche nel 2019. Il tasso di crescita dell’economia globale del 2,9%, inferiore al 3,6% dell’anno precedente, è il più debole dell’ultimo decennio. Il perdurare e l’intensificarsi delle tensioni tra Stati Uniti e Cina hanno influenzato negativamente le aspettative degli operatori economici e hanno condotto a un rallentamento dell’attività manifatturiera su scala mondiale (scesa allo 0,9% dal 3,1% del 2018). L’introduzione di nuovi dazi all’import degli Stati Uniti ha innescato una spirale di aumenti tariffari nelle compravendite con la Cina e ha deteriorato anche i rapporti commerciali con altri paesi, compresa l’Unione europea. L’incertezza generata dal contesto di crescenti spinte protezionistiche ha portato a una decelerazione degli investimenti esteri globali – seppur toccando le diverse aree geo-economiche in misura differente – e, quindi, degli scambi internazionali. In particolare, sono stati colpiti dai dazi USA alcuni beni europei.

Alle incertezze mondiali in Europa si sono aggiunte quelle legate alla tempistica e alle modalità dell'uscita del Regno Unito dall'Unione europea, nonché quelle legate ai fattori ambientali e alle misure messe in atto per contrastare il cambiamento climatico: l'imposizione di nuovi limiti alle emissioni e gli effetti della transizione verso motorizzazioni meno inquinanti si sono avvertiti, infatti, nel settore industriale e, in particolare, nel comparto automobilistico. La crescita del PIL europeo, che nel 2018 era stata dell'1,9%, nel 2019 si è fermata all'1,2%, a causa del deterioramento della domanda estera e del peggioramento del settore manifatturiero, con ovvie ripercussioni anche nel settore dei servizi che a quest'ultimo sono legati.

In questo contesto di indebolimento congiunturale, anche l'economia italiana nel 2019 ha subito un rallentamento: la crescita del PIL si è fermata allo 0,3%, mentre nel 2018 era stata più che doppia e pari allo 0,8%. In termini reali, il valore del PIL si attesta ancora su livelli inferiori al picco del 2007, mentre è stato quasi raggiunto il "rimbalzo" registrato nel 2011. La domanda interna è leggermente cresciuta grazie agli investimenti fissi lordi (+1,4%) e alla crescita dei consumi delle famiglie (+0,9%), a loro volta sostenuti dall'incremento del reddito disponibile. Nel corso dell'anno, tuttavia, vi è stato un importante ricorso alle scorte, che ha sottratto ben 0,6 punti alla crescita della domanda interna. Le esportazioni sono cresciute dell'1,2%, mentre le importazioni – a causa della debolezza della domanda interna – sono diminuite dello 0,4% rispetto al 2018.

Con riferimento all'offerta, nel 2019 il valore aggiunto dell'industria manifatturiera ha ricominciato a calare (-0,5%) dopo sei anni di crescita, mentre il settore delle costruzioni ha realizzato una crescita del 2,6%, superiore a quella del 2018 (che era stata dell'1,8%). Dopo l'espansione del 2018 è tornato, invece, in calo il valore aggiunto dell'agricoltura, sebbene questo settore abbia un peso limitato sul PIL. Anche il settore dei servizi, infine, ha registrato un rallentamento, con una crescita del valore aggiunto dello 0,3%, inferiore allo 0,5% realizzato nel 2018.

Anche l'indice Istat della produzione industriale relativo al totale dell'industria (escluse le costruzioni), corretto per gli effetti di calendario, ha registrato la prima flessione dal 2014: nel 2019, infatti, la produzione industriale è diminuita dell'1,1%, mentre nel 2018 risultava ancora in aumento, seppure solo dello 0,7%. Il dettaglio settoriale dell'indice evidenzia che i comparti manifatturieri che sono cresciuti in misura maggiore sono: le industrie alimentari, delle bevande e del tabacco (3%), le altre industrie manifatturiere e di riparazione e installazione di macchine e apparecchiature (3,8%), la fabbricazione di computer, prodotti di elettronica e ottica, apparecchi elettromedicali, apparecchi di misurazione e orologi (2,6%), la fabbricazione di prodotti farmaceutici di base e di preparati farmaceutici (1,7%) e, infine, la fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria (1,6%). Quasi tutti gli altri settori di attività economica per i quali viene dettagliato l'indice complessivo della produzione industriale mostrano, invece, un tasso di variazione negativo rispetto al 2018. Come già nel 2018, i settori maggiormente *gas intensive* hanno ottenuto risultati modesti o negativi: -4,2% la metallurgia, +0,4% la fabbricazione di prodotti chimici, -3,2% la fabbricazione di plastiche e la lavorazione di minerali non metalliferi, -0,7% le produzioni di legno e carta e la stampa.

Per quanto riguarda l'andamento climatico, anche il 2019 è risultato un anno molto caldo in tutto il mondo. Secondo l'Organizzazione meteorologica mondiale dell'ONU (WMO), lo scorso anno è stato uno dei più caldi della storia. In particolare, secondo l'Agenzia americana per oceani e atmosfera (NOAA), il mese di luglio è stato il più caldo mai registrato al mondo negli ultimi 140 anni, con una temperatura media globale di 0,95 °C sopra la media.

Con riferimento all'Italia, il quadro climatico nel 2019 è stato critico, sia per il caldo, sia per i numerosi eventi estremi (nubifragi, siccità, alluvioni, trombe d'aria, esondazioni fluviali, ondate di calore sempre più forti e prolungate) che hanno toccato il numero di 157, cioè 9 in più rispetto al 2018, causando 42 vittime, 10 in più del 2018¹².

Oltre al mese di giugno, caratterizzato da temperature estremamente elevate, se si considerano le temperature massime, il mese di ottobre è stato tra i più caldi in assoluto dal 1800 a oggi, secondo solo al 2001, con un'anomalia di +1,74 °C. Temperature anomale rispetto alla media di stagione si sono registrate anche in dicembre. Rispetto all'anno precedente, tuttavia, i mesi invernali nel 2019 sono risultati più freddi (vedi *infra*).

Domanda e offerta di energia in Italia

La debole crescita dell'economia italiana, di cui si è appena detto nel paragrafo che precede, si è accompagnata a una situazione di sostanziale stagnazione dei consumi totali di energia intorno alla soglia dei 170 Mtep. Più in dettaglio, nel 2019 i consumi interni di energia si sono fermati a 169,0 Mtep, in calo dell'1,3% rispetto all'anno precedente. Il picco di 198 Mtep raggiunto nel 2003 appare lontano dai valori registrati negli ultimi anni.

Nel 2019 si sono intravisti segni apparentemente più netti di una riduzione dell'intensità energetica (Fig. 1.20): alla debole crescita del PIL dello 0,3% si contrappone, infatti, una caduta dei consumi interni di energia dell'1,3% e dei consumi finali dell'1%. Tale caduta è da ascrivere a un miglioramento nei consumi domestici e al mix produttivo. Un netto cambiamento nella tendenza in atto dell'intensità appare, del resto, di difficile realizzazione nel contesto di stagnazione e di investimenti limitati come quello del 2019.

La caduta più netta della domanda di energia, che riguarda le fonti fossili (carbone escluso), si spiega in parte con la riduzione della domanda dell'industria nel suo complesso, dove alla crescita del valore aggiunto dello 0,1% si contrappone una riduzione della domanda energetica dell'1%. Buona parte del disaccoppiamento riscontrato nel settore industriale è da ascrivere all'effetto settoriale: l'industria in senso stretto (più *energy intensive* rispetto alle costruzioni) ha visto una caduta del suo valore aggiunto dello 0,4%, con il dato medio spiegato dal recupero del settore delle costruzioni; all'interno della macro-area dell'industria in senso stretto, inoltre, metallurgia, chimica, gomma e plastica hanno registrato le maggiori cadute del valore aggiunto. Considerando le dinamiche settoriali e le tendenze storiche delle intensità dei sotto-settori, ci si sarebbe dovuti aspettare addirittura una riduzione ancor più significativa dei consumi energetici.

Qualche spunto di effettivo miglioramento è riscontrabile, invece, nella riduzione della domanda di gas e di petrolio per usi civili (-3% rispetto al 2018), a fronte di un fabbisogno termico nei mesi invernali di 19 gradi/giorno, superiore a quello del 2018 (pari a un incremento di poco inferiore al 2%).

12 Si veda Legambiente, *Il clima è già cambiato. Rapporto 2019 dell'Osservatorio di Legambiente CittàClima*, disponibile al link cittaclima.it/wp-content/uploads/2019/10/Il-Clima-e-gia-cambiato-2019.pdf.

TAV. 1.17 Bilancio energetico nazionale nel 2018 e nel 2019 (in Mtep)

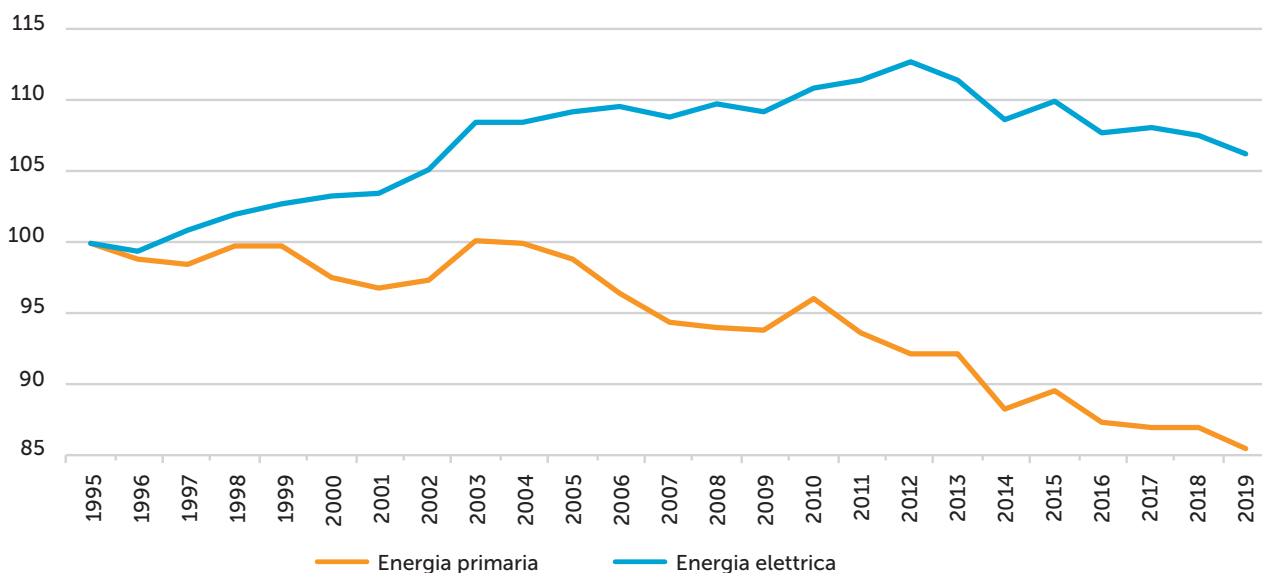
N.	SETTORI	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2018							
1	Produzione	0,29	4,46	4,68	32,14	-	41,57
2	Importazione	9,53	55,59	81,34	1,78	10,38	158,62
3	Esportazione	0,27	0,32	28,79	0,29	0,72	30,39
4	Variazione delle scorte	0,13	0,22	-1,78	0	0	-1,43
5	Disponibilità per il consumo interno (1 + 2 - 3 - 4)	9,42	59,51	59,01	33,63	9,66	171,23
6	Consumi e perdite del settore energetico	-0,13	-1,91	-3,84	0	-38,88	-44,76
7	Trasformazione in energia elettrica	-7,21	-19,61	-1,67	-25,94	54,43	-
8	Totale impieghi finali (5 + 6 + 7)	2,08	38	53,5	7,69	25,21	126,47
	- industria	2,02	12,64	2,93	0,1	9,45	27,15
	- trasporti	-	0,86	37,29	1,23	0,99	40,37
	- usi civili	-	23,75	2,8	6,32	14,26	47,13
	- agricoltura	-	0,14	2,33	0,03	0,5	3
	- usi non energetici	0,06	0,62	5,01	-	-	5,68
	- bunkeraggi	-	-	3,14	-	-	3,14
ANNO 2019							
1	Produzione	0,23	3,97	4,28	34,11	-	42,59
2	Importazione	6,84	58,08	80,62	1,55	9,68	156,76
3	Esportazione	0,23	0,27	27,9	0,27	1,28	29,95
4	Variazione delle scorte	0,23	0,92	-0,82	0,12	0	0,45
5	Disponibilità per il consumo interno (1 + 2 - 3 - 4)	6,61	60,87	57,81	35,27	8,4	168,95
6	Consumi e perdite del settore energetico	-0,1	-1,97	-3,7	0	-37,52	-43,29
7	Trasformazione in energia elettrica	-4,26	-21,85	-1,63	-26,42	54,15	-
8	Totale impieghi finali (5 + 6 + 7)	2,26	37,05	52,48	8,85	25,03	125,66
	- industria	2,2	12,43	2,92	0,11	9,23	26,88
	- trasporti	-	0,83	37,16	1,28	1,02	40,29
	- usi civili	-	23,01	2,7	7,42	14,28	47,41
	- agricoltura	-	0,14	2,21	0,04	0,49	2,89
	- usi non energetici	0,06	0,64	4,39	-	-	5,09
	- bunkeraggi	-	-	3,11	-	-	3,11

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolica), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a *input* termoelettrico.

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

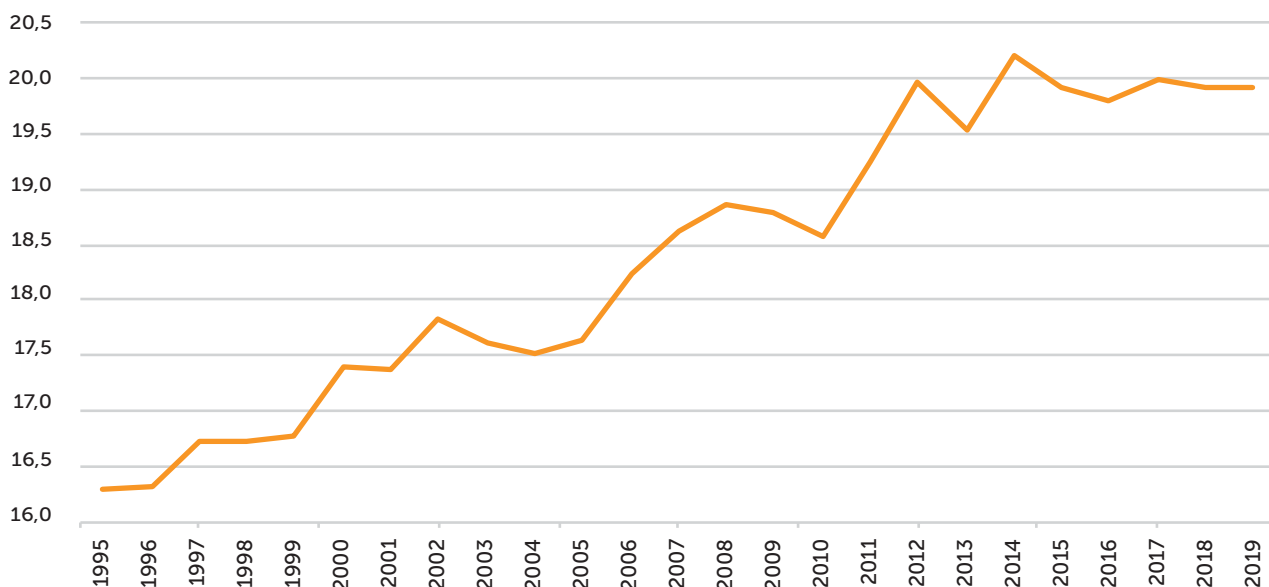
L'intensità elettrica sul PIL è diminuita dell'1,2%, mentre, in termini di incidenza dell'energia elettrica sui consumi finali (Fig. 1.21), nel 2019 non si registrano variazioni rispetto all'anno precedente – con consumi da un lato potenzialmente ancora inespansi a causa delle deboli dinamiche economiche –, oltre agli attesi effetti degli interventi di risparmio energetico.

FIG. 1.20 Intensità energetica del PIL dal 1995 (con numeri indice 1995 = 100)



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

FIG. 1.21 Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995 (in valori percentuali)



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

Circa le singole fonti di energia, prosegue il calo dei consumi di carbone, crollati al nuovo minimo storico di 6,6 Mtep, inferiori del 29,8% rispetto al 2018 e corrispondenti alla metà di quelli di 10 anni prima.

Tale evoluzione è legata alla progressiva chiusura delle centrali a carbone e al minore utilizzo di quelle ancora in funzione, sia per volontà delle autorità locali di limitarne la produzione, sia per il fenomeno di sostituzione

del carbone con il gas. La discesa del prezzo del carbone nel 2019, infatti, è stata più che compensata da quella dei prezzi del gas e dal contestuale recupero della CO₂. Data la maggiore competitività della generazione a gas, il calo della produzione a carbone avrebbe potuto essere ancora più significativo, ma è stato limitato dalla presenza, all'interno della capacità a carbone, di diverse unità essenziali, quali Brindisi Sud e Sulcis di Enel e Fiume Santo di EP Produzione, ammesse al regime di reintegro dei costi grazie alla loro strategica localizzazione sulla rete di trasmissione (polo di Brindisi e Sardegna). Per i tre impianti suddetti si è, infatti, registrato un calo della produzione molto più ridotto (inferiore al 10% tra il 2018 e il 2019), con movimentazioni rilevanti anche sull'MSD, mentre per i restanti impianti a libero mercato (Torre Valdaliga, La Spezia, Fusina e Monfalcone) la produzione si è sostanzialmente dimezzata rispetto all'anno precedente.

Il gas naturale rimane, seppur di poco, davanti al petrolio, la fonte principale nel bilancio energetico nazionale (si veda la precedente tavola 1.17). Infatti, il petrolio continua ad assicurare il 34,2% del consumo interno lordo, mentre il gas il 36%.

Il consumo di gas naturale fa segnare un aumento rispetto ai valori del 2018 (+2,3%), salendo a 60,9 Mtep e riavvicinandosi al valore del 2017 (61,6 Mtep), dopo la pesante flessione registrata tra 2017 e 2018, ma rimanendo di circa 10 Mtep al di sotto del picco toccato nel 2005. L'incremento è dovuto a un maggiore utilizzo del gas nelle centrali elettriche, la cui produzione è salita per coprire la minore disponibilità da produzione idroelettrica, scesa del 6,3%, alla diminuzione dell'uso di carbone (-40,9%) e al decremento delle importazioni di elettricità dall'estero. Queste ultime si sono ridotte del 13,1% (assestandosi al di sotto dei 40 TWh), a causa del calo della produzione a carbone in Germania, che ha reso l'import meno competitivo rispetto alla produzione interna, e hanno coperto circa il 12% della richiesta nazionale. L'import dalla Francia, di origine prevalentemente nucleare, è rimasto invece invariato rispetto al 2018. In prospettiva tale quota potrebbe essere esposta all'annunciata chiusura della capacità nucleare.

I consumi di petrolio si sono ridotti a 57,8 Mtep (-2,0%), rimanendo quindi vicini alla soglia dei 60 Mtep, al di sotto della quale faticano a scendere, a conferma di come le potenzialità di sostituzione di questa fonte e dei suoi derivati incontrino ostacoli non solo nei trasporti, ma anche in agricoltura, nella chimica e addirittura nel riscaldamento, dove i consumi risultano solo in leggero calo.

La produzione da fonti rinnovabili, invece, fa segnare un balzo del 15,1%, salendo a 35,3 Mtep, un nuovo livello record che conferma la crescita in corso da due decenni. La crescita del 2019 è dovuta alla produzione da nuove fonti rinnovabili, come l'eolico e il fotovoltaico, il cui aumento è in linea con le attese di un raddoppio nel prossimo decennio, al fine di raggiungere gli obiettivi al 2030 sulle fonti rinnovabili fissati nel 2018. Registra, invece, un calo la produzione idroelettrica, che rimane però al di sopra dei valori raggiunti nel 2017. Le forti oscillazioni di quest'ultima fonte di energia dipendono da condizioni meteorologiche più o meno favorevoli all'interno di una normale variabilità delle precipitazioni sul nostro territorio.

Nonostante la forte crescita delle energie rinnovabili e la leggera riduzione della produzione a petrolio, l'incremento di quella a gas ha lasciato la dipendenza da importazioni dall'estero stabile al 75%, valore inferiore di oltre 10 punti rispetto a quello di 20 anni fa, ma sempre uno dei più alti fra i paesi industrializzati. Le fonti energetiche più importate rimangono petrolio e gas, con una dipendenza dell'Italia dall'estero superiore al 90%, a fronte della rinuncia alla produzione dai giacimenti nazionali.

Sistemi idrici in Europa

In Europa la fornitura di servizi idrici avviene in contesti eterogenei, sia per quanto riguarda gli assetti istituzionali, e in particolare le competenze di regolazione (con sistemi che oscillano tra la regolazione indipendente e quelle di tipo contrattuale o di tipo “*sunshine*”, con poteri più o meno vincolanti rispetto ai soggetti regolati su scala locale, regionale o nazionale¹³), sia per quanto riguarda le modalità di gestione dei servizi (gestione pubblica diretta, gestione privata diretta, gestione pubblica delegata, gestione privata delegata¹⁴), sia per quanto riguarda le caratteristiche geografiche del territorio servito (come l’orografia e la disponibilità di risorsa in determinate aree). In Europa, si distinguono quattro principali modelli di regolazione¹⁵:

- **regolazione governativa**: il settore pubblico è responsabile della gestione dei servizi pubblici e possiede le infrastrutture. La fornitura di servizi è delegata a operatori pubblici, le funzioni regolamentari sono svolte direttamente dallo Stato a diversi livelli: centrale, regionale o comunale. Questo è il modello adottato, per esempio, nei Paesi Bassi e in Germania;
- **regolazione per contratto**: il regime di regolazione è specificato nel contratto stipulato tra l’autorità pubblica di riferimento, responsabile della regolazione dei servizi idrici, e operatori pubblici o privati, selezionati attraverso gara pubblica e responsabili della fornitura dei servizi secondo le condizioni contrattuali predefinite. Questo modello viene utilizzato in Francia;
- **regolazione indipendente**, da parte di un’autorità nazionale o di più autorità regionali caratterizzate da un’autonomia dei processi decisionali, dei processi organizzativi interni e delle scelte di spesa. Questo modello si rinviene in circa la metà dei paesi membri dell’Unione europea, tra i quali, per esempio, l’Italia, l’Inghilterra, il Portogallo, la Scozia;
- **outsourcing a terzi** delle funzioni di regolazione: questo modello si avvale di appaltatori esterni per svolgere attività quali la revisioni delle tariffe o il *benchmarking* tra indicatori di *performance*. Esempi di questo modello si possono rinvenire in Danimarca e Svezia.

Per quanto concerne specificamente la presenza di un’autorità di regolazione a livello regionale o nazionale in Europa, la tavola 1.18 mostra la situazione esistente nell’Unione europea e nei paesi dell’area di vicinato. Nell’Unione europea, circa la metà dei paesi si è dotata di un’autorità nazionale o regionale di regolazione economica indipendente dei servizi idrici, sebbene con differenti competenze e livelli di autonomia.

13 Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), *Water Governance in OECD Countries: A Multi-level Approach*, 2011.

14 EurEau, *The governance of water services in Europe*, 2018.

15 European Water Regulators (WAREG), *Institutional regulatory frameworks in Europe*, 2015; OECD, *The Governance of Water Regulators*, OECD Studies on Water, 2015.

TAV. 1.18 Paesi o regioni europei con presenza di un regolatore economico

PAESE	AUTORITÀ	TIPOLOGIA	SCOPO E COMPETENZE						
			CALCOLA LE TARIFE	APPROVA LE TARIFE	APPROVA LE LICENZE	APPROVA I PIANI DI BUSINESS	MONITORA INDICATORI DI RISULTATO	RACCO- GLIE DATI ECONO- MICI	RACCO- GLIE DATI TECNICI
Albania	ERRA - <i>Regulatory Authority of the Water Supply and Waste Water Disposal and Treatment Sector</i>	Regolatore indipendente nazionale, monosettore (idrico)	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓
Armenia	PSRC - <i>Public Services Regulatory Commission</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓
Azzorre (Portogallo)	ERSARA - <i>Water & Waste Services Regulation Commission of Azores</i>	Regolatore indipendente regionale, multisettore	✗	✓	✗	✓	✓	✓	✓
Belgio (Regione Fiandre)	VMM - <i>Flanders Environment Agency</i>	Agenzia governativa regionale, monosettore (idrico)	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓
Belgio (Regione Bruxelles)	BRUGEL - <i>Brussels Commission for Electricity and Gas Regulation</i>	Regolatore indipendente regionale, multisettore	✗	✓	✗	✗	✗	✓	✓
Bulgaria	EWRC - <i>Energy and Water Regulatory Commission</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓
Croazia	VVU - <i>Council for Water Services</i>	Agenzia governativa nazionale, monosettore (idrico)	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗
Danimarca	KFST - <i>Competition & Consumer Authority</i>	Agenzia governativa nazionale, multisettore	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓
Galles e Inghilterra	OFWAT - <i>Water Services Regulation Authority</i>	Regolatore indipendente regionale, monosettore (idrico)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Estonia	ECA - <i>Estonian Competition Authority</i>	Agenzia governativa nazionale, multisettore	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✗
Francia	<i>Ministère de la Transition Écologique et Solidaire</i>	Ministero	Regola- zione locale	Regola- zione locale	Regola- zione locale	Regola- zione locale	Regola- zione locale	Regola- zione locale	Regola- zione locale
Georgia	GNERC - <i>Georgian National Energy & Water Supply Regulatory Commission</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

(segue)

PAESE	AUTORITÀ	TIPOLOGIA	SCOPO E COMPETENZE						
			CALCOLA LE TARIFFE	APPROVA LE TARIFFE	APPROVA LE LICENZE	APPROVA I PIANI DI BUSINESS	MONITORA INDICATORI DI RISULTATO	RACCOLGIE DATI ECONOMICI	RACCOLGIE DATI TECNICI
Grecia	<i>General Secretariat of Natural Environment and Water/ Directorate for Planning and Management of water services</i>	Ministero	✗	✓	Regolazione locale	Regolazione locale	Regolazione locale	Regolazione locale	Regolazione locale
Ungheria	<i>HEA - Hungarian Energy and Public Utility Regulatory Authority</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓
Irlanda	<i>CRU - Commission for Regulation of Utilities</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Italia	<i>ARERA - Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓
Kosovo	<i>ARRU - Water Services Regulatory Authority</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Lettonia	<i>PUC - Public Utilities Commission</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✗	✓	✗	✗	✓	✓	✓
Lituania	<i>VERT - National Energy Regulatory Council</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Malta	<i>REWS - Regulator for Energy & Water Services</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✗	✓	✓	✗	✓	✓	✓
Moldavia	<i>ANRE - National Agency for Energy Regulation of the Republic of Moldova</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
Montenegro	<i>REGAGEN - Energy Regulatory Agency</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✓
Irlanda del Nord	<i>NIUR - Northern Ireland Utility Regulator</i>	Regolatore indipendente regionale, multisettore	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓
Portogallo	<i>ERSAR - Water & Waste Services Regulation Commission</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓

(segue)

PAESE	AUTORITÀ	TIPOLOGIA	SCOPO E COMPETENZE						
			CALCOLA LE TARIFFE	APPROVA LE TARIFFE	APPROVA LE LICENZE	APPROVA I PIANI DI BUSINESS	MONITORA INDICATORI DI RISULTATO	RACCOGLIE DATI ECONOMICI	RACCOGLIE DATI TECNICI
Repubblica del Nord Macedonia	ERC - <i>Energy Regulatory Commission</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓
Romania	ANRSC - <i>National Romanian Regulator for Public Services</i>	Regolatore indipendente nazionale, multisettore	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓
Scozia	WICS - <i>Water Industry Commission for Scotland</i>	Regolatore indipendente regionale, monosettore (idrico)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Spagna	MITES - <i>Ministerio para la Transición Ecológica</i>	Ministero	Regolazione locale	Regolazione locale	Regolazione locale	Regolazione locale	Regolazione locale	Regolazione locale	Regolazione locale

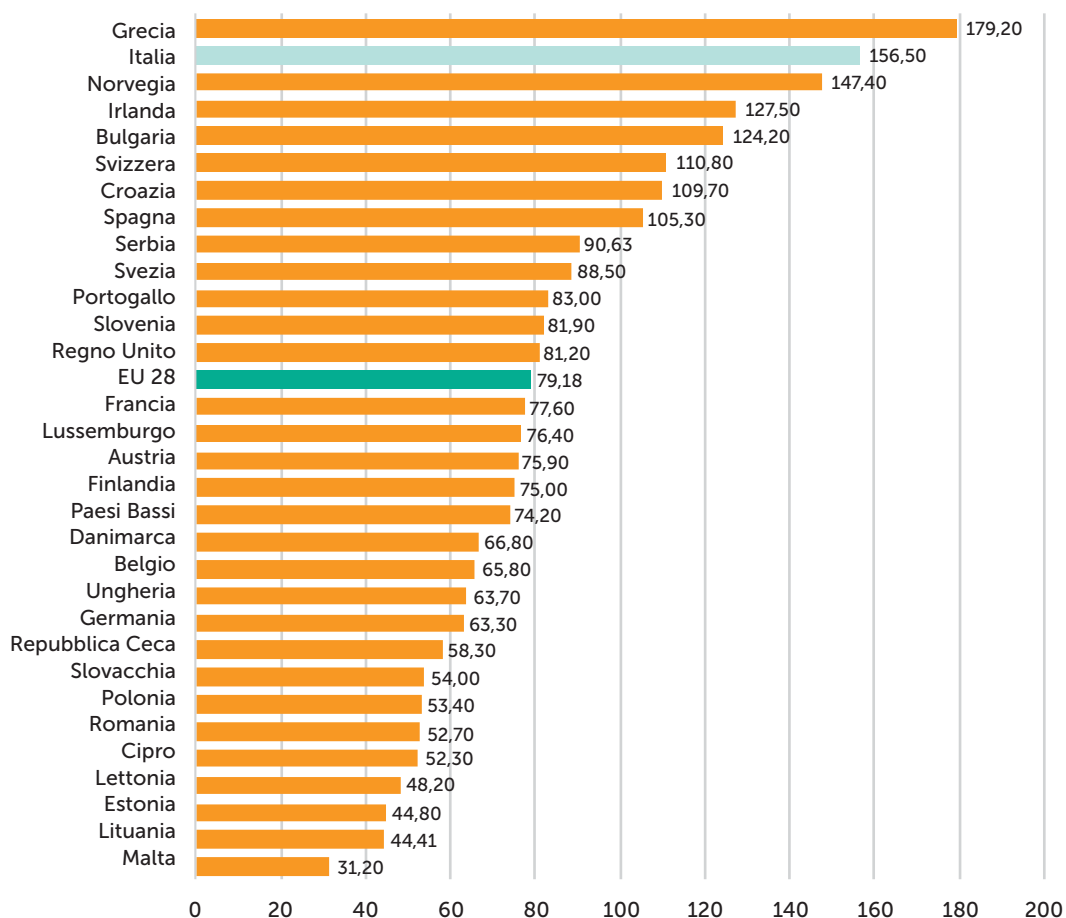
Fonte: WAREG.

Sfruttamento della risorsa idrica

Negli ultimi anni, una serie di problematiche comuni ha interessato i paesi dell'Unione europea ed è stata in parte affrontata dalle istituzioni comunitarie nelle ultime proposte di revisione della normativa di settore, come già rilevato nella *Relazione Annuale* dell'Autorità del 2019. In particolare, in diverse aree continuano a manifestarsi importanti livelli di stress idrico, generati dall'effetto combinato della crescente urbanizzazione, con consumi sempre più elevati, degli effetti dell'inquinamento, che limita l'idropotabilità, e del cambiamento climatico, con la sempre maggiore frequenza di periodi di siccità seguiti da precipitazioni concentrate per intensità e per volume. Tali fenomeni possono causare impatti significativi nel continente europeo, caratterizzato da risorse di acqua dolce relativamente abbondanti, ma non equamente distribuite in tutto il territorio. Con riferimento ai prelievi per fornitura pubblica di servizi idrici, rappresentati nella figura 1.22, a livello europeo è stato osservato un valore medio *pro capite* nel 2017 di circa 83 m³/abitante, con valori che oscillano tra un minimo di circa 30 m³/abitante a Malta e un massimo di 179 m³/abitante in Grecia. L'Italia, con un prelievo di circa 9,5 miliardi di m³/abitante (pari a circa 428 litri per abitante), è il primo tra i paesi dell'UE per prelievi di acqua a uso potabile (dati Istat¹⁶).

16 Si veda anche il comunicato dell'Istat "Italia al primo posto nell'UE per i prelievi di acqua a uso potabile: 428 litri per abitante al giorno", del 22 marzo 2019.

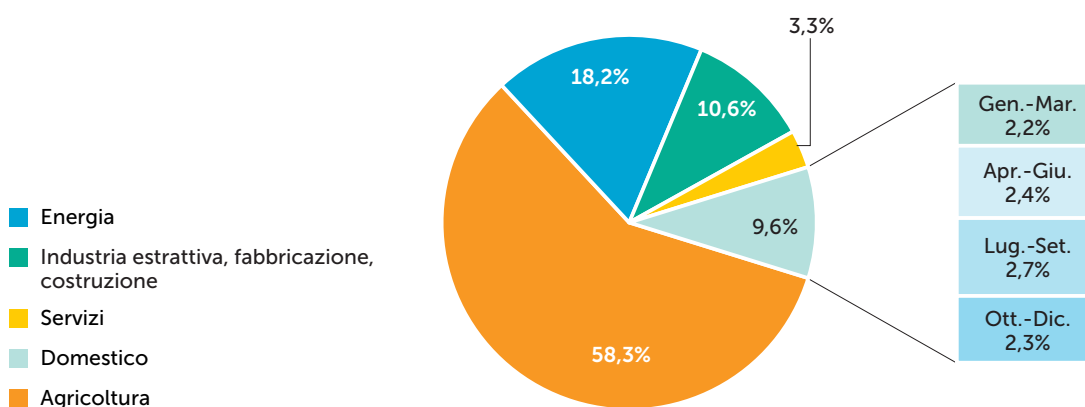
FIG. 1.22 Prelievi di acqua dolce per la fornitura di servizi pubblici nel 2017 (in m³/abitante^(A))



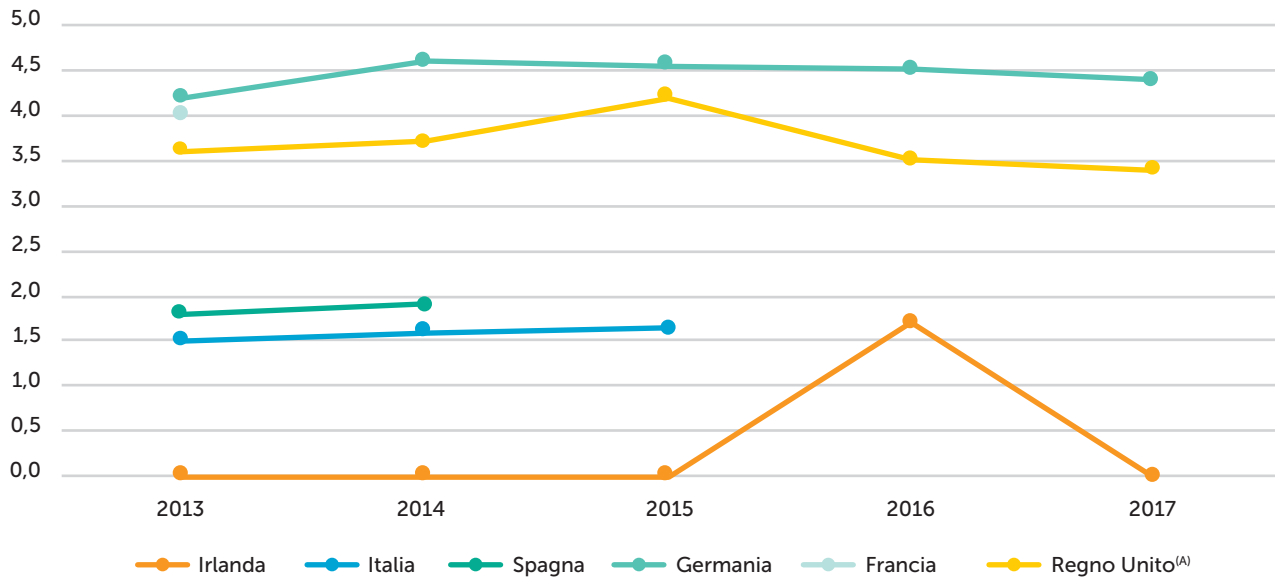
(A) Per alcuni paesi l'ultimo dato a disposizione utilizzato risale al 2010.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.23 Ripartizione dell'utilizzo di acqua in Europa per settori economici e distribuzione stagionale dei consumi civili nel 2017



Fonte: Agenzia europea dell'ambiente.

FIG. 1.24 Tariffa media pro capite deflazionata per servizi di acqua potabile e fognatura in alcuni paesi europei nel 2017 (in €/m³)

(A) Il dato è riferito a Inghilterra e Galles.

Fonte: *International Comparisons of Water Sector Performance*, report commissionato a *Global Water Intelligence* da *Water UK*.

Per quanto riguarda i prelievi di risorsa idrica, le ultime rilevazioni dell'Agenzia europea dell'ambiente sugli usi idrici nell'Unione europea, relative al 2017 (Fig. 1.23), attribuiscono le percentuali maggiori rispettivamente agli usi agricolo (58,3%), di produzione energetica (18,2%), industriale (10,6%) e domestico (9,6%), con un'erogazione media di acqua alle famiglie europee di circa 152 litri per persona al giorno.

Con riferimento al costo medio del servizio idrico integrato nei principali paesi europei (Fig. 1.24), i dati tratti da uno studio commissionato da *Water UK* a *Global Water Intelligence*, elaborati secondo quanto espressamente dichiarato a partire da fonti plurime e di anni diversi, evidenziano costi *pro capite* annui del servizio integrato molto variegati. Le tariffe combinate medie dell'Italia e della Spagna nel 2014, ultimo anno disponibile per il dato spagnolo, risultano al di sotto di 2 €/m³ e decisamente inferiori rispetto a quelle di Germania e Francia. L'Irlanda evidenzia un costo nullo per quattro degli anni considerati: fino al 1997 le famiglie irlandesi hanno pagato l'acqua come parte delle tasse locali sulla proprietà, ma da allora i servizi di acquedotto e fognatura sono diventati gratuiti per le famiglie. Solo nel 2016, e per poco tempo, i servizi sono divenuti a pagamento, ma l'opposizione pubblica li ha poi fatti tornare gratuiti.

Valutazione dell'*acquis communautaire* nel settore idrico da parte della Commissione europea

L'11 dicembre 2019, la nuova Commissione europea, guidata dalla Presidente von der Leyen e insediatasi il 1° dicembre, ha presentato, nella comunicazione COM(2019) 640, il *Green Deal* per l'Unione europea, costituito da una serie di iniziative che si tradurranno in proposte di atti legislativi euro-unitari aventi l'obiettivo generale di rendere l'Europa il primo continente neutrale dal punto di vista climatico entro il 2050. L'implementazione del *Green Deal* è affidata espressamente a un vicepresidente esecutivo della Commissione, l'olandese Frans Timmermans, e prevede, relativamente alle risorse idriche, una strategia sulla biodiversità per la protezione di

aree terrestri e marittime, anche rafforzando la cooperazione transfrontaliera con misure che aiuterebbero gli stati membri a migliorare e ripristinare gli ecosistemi danneggiati, portandoli a un buono stato ecologico.

Nel 2019, inoltre, il Parlamento europeo e il Consiglio dei ministri dell'Unione europea hanno continuato a esaminare le proposte di atti normativi riguardanti la qualità delle acque destinate al consumo umano¹⁷ e le prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua¹⁸. Mentre l'approvazione definitiva della direttiva sulla qualità delle acque destinate al consumo umano è attesa nel corso del 2020, nel mese di maggio 2020 il Parlamento europeo ha approvato il regolamento sul riutilizzo dell'acqua.

Nell'anno 2019 la Commissione europea ha svolto un importante lavoro di valutazione dello stato di implementazione dell'insieme dei diritti, degli obblighi giuridici e degli obiettivi politici che accomunano e vincolano gli stati membri dell'Unione europea nel settore idrico, previsto dalla normativa europea stessa, con specifico riferimento ai seguenti atti legislativi:

- direttiva quadro acque¹⁹;
- direttiva sugli standard di qualità ambientale nel settore della politica delle acque²⁰;
- direttiva sulla protezione delle acque sotterranee²¹;
- direttiva sul rischio di alluvioni²².

La valutazione della Commissione, pubblicata il 10 dicembre 2019²³, valuta l'idoneità delle suddette direttive al loro scopo, esaminandone le prestazioni rispetto a cinque criteri predefiniti: efficacia, efficienza, coerenza, pertinenza e valore aggiunto dell'UE.

La valutazione della direttiva quadro acque ha evidenziato l'emergere di un panorama di *governance* per la gestione integrata dell'acqua per gli oltre 110.000 corpi idrici presenti negli stati membri dell'Unione europea, ma anche il rallentamento del deterioramento dello stato idrico e la riduzione dell'inquinamento chimico. L'analisi della Commissione europea ha concluso che le suddette direttive sono in gran parte adatte allo scopo e che hanno incrementato i livelli di protezione e di gestione del rischio di inondazioni, anche se non tutti gli obiettivi sono stati pienamente raggiunti, in parte a causa di una carenza di finanziamenti e di processi incompleti di implementazione a livello nazionale. L'area principale in cui restano margini di miglioramento è quella relativa alle sostanze chimiche inquinanti. Per maggiori dettagli sulla valutazione dell'*acquis communautaire* si rimanda al Volume 2 di questa stessa *Relazione Annuale*.

17 Come indicato nella *Relazione Annuale* dell'Autorità del 2019, la proposta di direttiva concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano (rifusione), COM(2017) 753 final del 1° febbraio 2018, ha tra i suoi principali obiettivi migliorare la qualità dell'acqua potabile, favorendone l'accesso universale nei singoli stati membri, aumentare la fiducia dei consumatori e incoraggiare l'uso di acqua dal rubinetto. L'iter legislativo prevede due letture alternate da parte del Parlamento europeo e del Consiglio dell'Unione europea, per apportare emendamenti al testo della proposta, coordinate dai "triloghi" tra le medesime due istituzioni e la Commissione europea.

18 Il nuovo regolamento sul riutilizzo delle acque proposto dalla Commissione europea il 28 maggio 2018 (COM(2018) 337 final) si propone come obiettivo generale di mitigare i rischi di carenza idrica per usi agricoli, legati a fenomeni naturali tra i quali soprattutto la siccità, promuovendo usi efficienti della risorsa. Secondo la Commissione europea, infatti, scarsità di acqua e siccità sono le cause principali dello stress idrico che colpisce almeno l'11% della popolazione europea e il 17% del territorio europeo. Il regolamento definisce i requisiti minimi per l'utilizzo delle acque di recupero (cioè le acque reflue urbane che sono state trattate in un impianto di bonifica) per scopi agricoli. Per l'Italia, esiste un potenziale di riutilizzo di acqua pari a 6,6 miliardi di metri cubi annui entro il 2025, rispetto agli attuali 1,1 miliardi di metri cubi annui. Il regolamento è stato approvato definitivamente con il voto del Parlamento europeo del 13 maggio 2020, ed entrerà in vigore il ventesimo giorno successivo alla pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea. Tuttavia, le misure in esso previste si applicheranno solo tre anni dopo l'entrata in vigore (quindi a partire dal 2023).

19 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.

20 Direttiva 2008/105/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2008, relativa a standard di qualità ambientale nel settore della politica delle acque, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive del Consiglio 1982/176/CEE, 1983/513/CEE, 1984/156/CEE, 1984/491/CEE e 1986/280/CEE, nonché modifica della direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.

21 Direttiva 2006/118/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 12 dicembre 2006, sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento.

22 Direttiva 2007/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2007, relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi di alluvioni.

23 *Commission Staff Working Document SWD(2019) 439 final* del 10 dicembre 2019.

Si segnala, altresì, che in conclusione del 1° Forum europeo sulla regolazione dei servizi idrici tenutosi a Roma in data 3 dicembre 2019 è emerso che la nuova regolamentazione sul riutilizzo dell'acqua potrebbe determinare qualche novità sul piano regolatorio. Infatti, la regolazione tariffaria potrebbe evolvere, dal tradizionale approccio basato sugli input del sistema idrico e/o su particolari valori-obiettivo di qualità, verso un approccio basato, al pari del regolamento per il riutilizzo dell'acqua, sulla prevenzione dei rischi (approccio peraltro già applicato in Italia per migliorare la resilienza delle reti elettriche rispetto al rischio di interruzioni del servizio per ondate straordinarie di calore o di freddo). Tuttavia, allo stato attuale del nuovo regolamento europeo, non sono previsti riferimenti per la copertura dei costi per il riutilizzo delle acque reflue e andrebbero promossi strumenti di regolazione economica per evitare incrementi ingiustificati dei prezzi finali dei servizi in conseguenza di fenomeni di sussidi incrociati tra attività economiche collegate al trattamento delle acque reflue, regolate dal punto di vista tariffario, e attività economiche collegate al riutilizzo dell'acqua, tipicamente non regolate.

Produzione e gestione dei rifiuti urbani e assimilati in Europa

L'assetto istituzionale in Europa alla prova del *Green Deal*

La comunicazione della neo-insediata Commissione europea sul *Green Deal*, presentata l'11 dicembre 2019 al Parlamento riunito in sessione straordinaria, contiene, nella sua forma di struttura programmatica per l'introduzione di nuove normative e iniziative a sostegno del progetto di *carbon neutrality* e sostenibilità ambientale dell'economia europea, importanti novità in tema di rifiuti urbani.

Nel tracciare gli obiettivi in termini di proposte legislative che ne costituiranno l'agenda nel corso del mandato appena inaugurato, la Commissione prospetta un approccio interessante e notevole per pragmatismo e organicità degli interventi, anche, evidentemente, a complemento di una legislazione – quella contenuta nel c.d. Pacchetto economia circolare²⁴, a sua volta approvato solo nel 2018 e in recepimento entro luglio 2020 – più focalizzata sugli obiettivi che sugli strumenti.

Tra le iniziative legislative e regolamentari che la Commissione prevede di adottare nel settore dei rifiuti urbani si sottolineano:

- la costruzione di un vero mercato dei materiali derivanti dal riciclo, per evitare il fenomeno – concretizzatosi nell'apparente capacità, in molti stati membri, di introdurre efficacemente nella filiera del riciclo crescenti quantità di materiali derivanti da una raccolta differenziata cresciuta a ritmi sostenuti – della mancata chiusura del ciclo raccolta – preparazione – riciclo – riuso;

24 Il Pacchetto economia circolare comprende quattro direttive approvate il 18 giugno 2018 e pubblicate il 4 luglio 2018, con obbligo di recepimento negli ordinamenti nazionali entro due anni:

- la direttiva (UE) 2018/849, che modifica le precedenti direttive 2000/53/CE sui veicoli fuori uso, 2006/66/CE su pile e accumulatori e rifiuti di pile e accumulatori e 2012/19/UE sui rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche (c.d. RAEE);
- la direttiva (UE) 2018/850, che modifica la precedente direttiva 1999/31/CE sulle discariche;
- la direttiva (UE) 2018/851, che modifica la direttiva quadro 2008/98/CE sui rifiuti urbani;
- la direttiva (UE) 2018/852 sugli imballaggi e sui rifiuti da imballaggio.

La riforma della normativa quadro introduce obblighi di riciclo di una quota crescente di rifiuti urbani (55%, 60% e 65% del volume totale di rifiuti in ciascuno stato membro, rispettivamente entro il 2025, il 2030 e il 2035), l'obbligo di raccolta differenziata della parte organica dei rifiuti urbani entro il 2024 e l'obiettivo di ridurre al 10%, entro il 2035, la quota dei rifiuti urbani che potrà essere smaltita in discarica.

- il sostegno alla creazione di tale mercato anche attraverso obiettivi specifici e obbligatori per l'industria manifatturiera in termini di contenuto di materiali riciclati nei prodotti;
- l'istituzione di un modello europeo di raccolta differenziata, anche al fine di incrementare l'efficacia attraverso la maggiore qualità dei materiali raccolti;
- il tendenziale abbandono della "via estera" (esportazione dei rifiuti differenziati a fini di riciclo in aree extra-europee), con profonda revisione della regolazione dei trasporti, dichiaratamente al fine di dotare l'Unione europea di una struttura del riciclo e del riuso autonoma per tecnologie e investimenti, ma leggibile come comprensibile reazione ai risvolti indesiderati – quali la reimportazione di prodotti da riciclo senza garanzia di qualità e il blocco del sistema di riciclo a fronte del ciclo sfavorevole della domanda e dei prezzi mondiali dei materiali – di un sistema che non ha garantito l'equilibrio tra gli sforzi organizzativi ed economici orientati al riciclo e l'effettiva capacità di lavorazione e riutilizzo dei materiali.

Tali innovazioni, oltre agli "aggiustamenti" del quadro normativo in via di definizione attraverso il prossimo recepimento del Pacchetto economia circolare, si rendono opportuni e necessari alla luce di un'evidenza: la fissazione di obiettivi e principi è condizione non sufficiente per il perseguimento di un'economia circolare a regime.

Ne è prova la dinamica non soddisfacente degli indici sintetici che danno la dimensione dei risultati delle politiche: tra questi è utile citare il "tasso di circolarità", l'indicatore costruito da Eurostat per misurare la quota di materiali riciclati effettivamente reinseriti nel ciclo produttivo sul totale delle materie utilizzate per la produzione interna. Dopo un periodo di crescita sostenuta (Eurostat rileva l'indice dal 2004, quando era pari all'8,3%), a partire dal 2009-2010 l'indice di circolarità si è mantenuto stabilmente per l'Unione europea – con differenze anche marcate tra stati membri, beninteso – su valori prossimi all'11%.

L'ultima rilevazione disponibile, riferita al 2017, colloca il predetto indice in media all'11,7% per l'Unione a 28, con pochi paesi che si posizionano al di sopra della media (l'Italia è tra questi, con un valore prossimo al 18%, la Germania è in perfetta media europea, mentre ai limiti superiore e inferiore si collocano i Paesi Bassi con il 30% e l'Irlanda con l'1,4%).

Ferma restando la natura dichiaratamente indicativa della rilevazione, che andrebbe depurata dai caratteri strutturali riferiti alla disponibilità domestica di materie prime e all'apertura delle economie nazionali, è utile osservarne la dinamica nel tempo, non sostenuta come ci si aspetterebbe in un contesto di enfasi sulla circolarità dell'economia. Non estranea alla nuova spinta che le istituzioni europee intendono imprimere alla politica ambientale e industriale del prossimo decennio appare la considerazione che l'azione legislativa sembra richiedere una maggiore incisività.

Nel prospettare i capitoli di intervento sui rifiuti urbani nel quadro del *Green Deal*, la nuova Commissione europea adotta un approccio organico all'implementazione dell'economia circolare, costruito a partire dall'osservazione di una realtà industriale e di mercato che necessita di un salto dimensionale e tecnologico per realizzare gli obiettivi di circolarità e dalla sostanziale presa d'atto dell'importanza di un equilibrio tra finalità e strumenti.

In questo senso, è prevedibile un rafforzamento della dinamica in atto, che vede la regolamentazione economica, anche indipendente, assumere crescente importanza in un contesto legislativo e istituzionale che richiederà l'attivazione di meccanismi coerenti, equi ed efficaci di incentivazione e copertura degli investimenti, che

saranno senza dubbio richiesti se la capacità industriale degli stati membri deve adeguarsi alla richiesta di riciclare effettivamente, nei confini dell'UE, quantità crescenti di materiale raccolto.

Produzione e gestione dei rifiuti in Europa

Prima di procedere a un'analisi riassuntiva delle grandezze significative relative alla gestione dei rifiuti urbani in Europa, è utile rammentare che questi ultimi rappresentano una percentuale largamente minoritaria, prossima al 10%, del totale dei rifiuti prodotti e trattati. La limitata rilevanza dei rifiuti urbani sul totale, tuttavia, non necessariamente si riflette sull'efficacia dell'analisi e sull'importanza dell'evidenza quantitativa: normativa, tecnologie e pratiche gestionali adottate nel comparto dei rifiuti urbani, infatti, si riflettono (con l'importante eccezione delle sacche di illegalità talvolta rilevate nella filiera dei rifiuti speciali) in tendenze generalizzabili.

I 28 paesi dell'Unione europea hanno complessivamente prodotto, nel 2018, 250,5 milioni di tonnellate di rifiuti urbani, con una leggera crescita rispetto all'anno precedente (+0,4%), che conferma la tendenza a un pur moderato incremento sul medio termine (+3,2% rispetto al 2014). La tendenza si riproduce nel dato *pro capite*, pari a 492 kg nel 2018 e cresciuto dello 0,4% sull'anno precedente e del 3,1% rispetto al 2014.

La tensione al rispetto degli obiettivi comunitari di riciclo, rafforzati dal Pacchetto economia circolare in via di recepimento, ha prodotto una crescita dei rifiuti urbani avviati a recupero di materia sia assoluta (75,3 milioni di tonnellate nel 2018, il 2% in più rispetto all'anno precedente e ben l'11,2% in più rispetto al 2014), sia *pro capite* (147 kg in media, in aumento del 2% sull'anno precedente e del 10,5% rispetto al 2014).

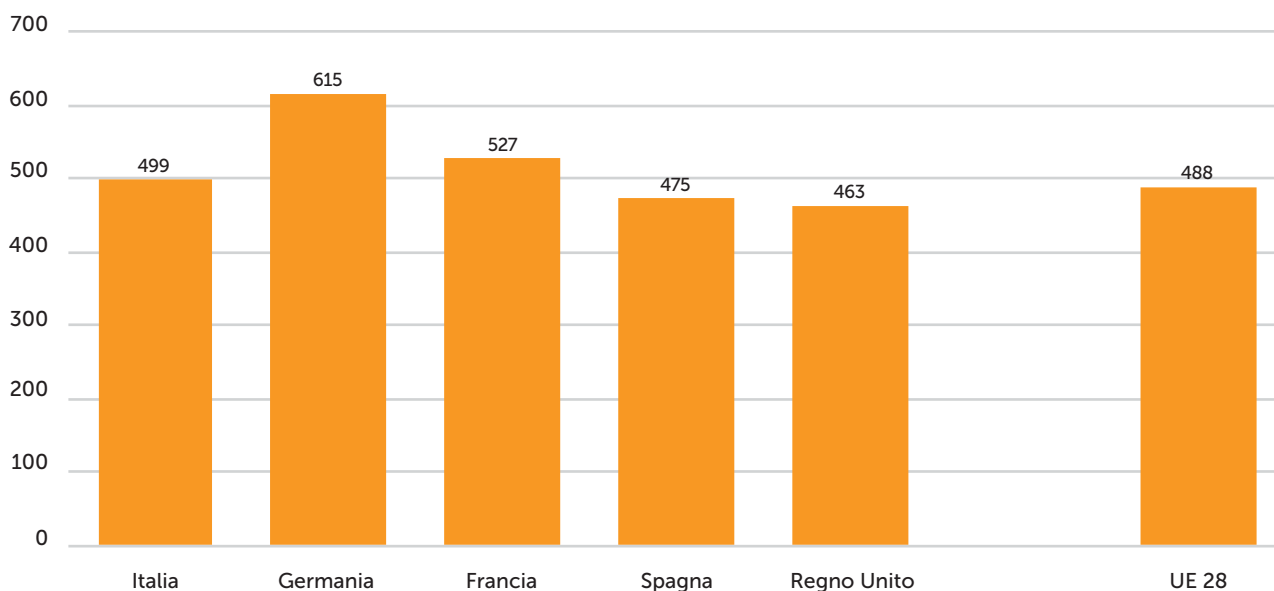
Confronto tra valori UE, Italia e di alcuni stati membri per grandezze notevoli

La produzione *pro capite* di rifiuti urbani nell'Unione europea, pari a 488 kg (Fig. 1.25), è in linea con il dato registrato dall'Italia e dai maggiori paesi comparabili, con la notevole eccezione della Germania, la cui generazione *pro capite* è superiore di un quarto alla media europea; l'osservazione della serie storica mostra una sostanziale stabilità, con una dinamica nel tempo leggermente positiva (in media la produzione è complessivamente aumentata del 2% dal 2014 al 2018), cosa che sembra indicare lo stato ancora "di principio" delle indicazioni comunitarie sulla riduzione dei rifiuti alla fonte.

Se la produzione complessiva e *pro capite* mostra un'evoluzione nel tempo non particolarmente dinamica, riflettendo in sostanza i livelli nazionali di reddito e consumi, lo sviluppo del portafoglio tecnologico per il trattamento dei rifiuti urbani appare notevole e interessante. Per quanto significative differenze continuino a riscontrarsi nei diversi paesi nei pesi delle diverse tecnologie di trattamento e smaltimento – fenomeno che denota una dotazione impiantistica e una struttura gestionale storicamente differenziate tra stati membri –, è riscontrabile una chiara tendenza generalizzata in tutta l'Unione europea, sebbene non accentuata come lo richiederebbe l'approssimarsi delle scadenze comunitarie sulla circolarità del sistema rifiuti, all'aumento di importanza del recupero (nelle sue diverse accezioni) rispetto allo smaltimento.

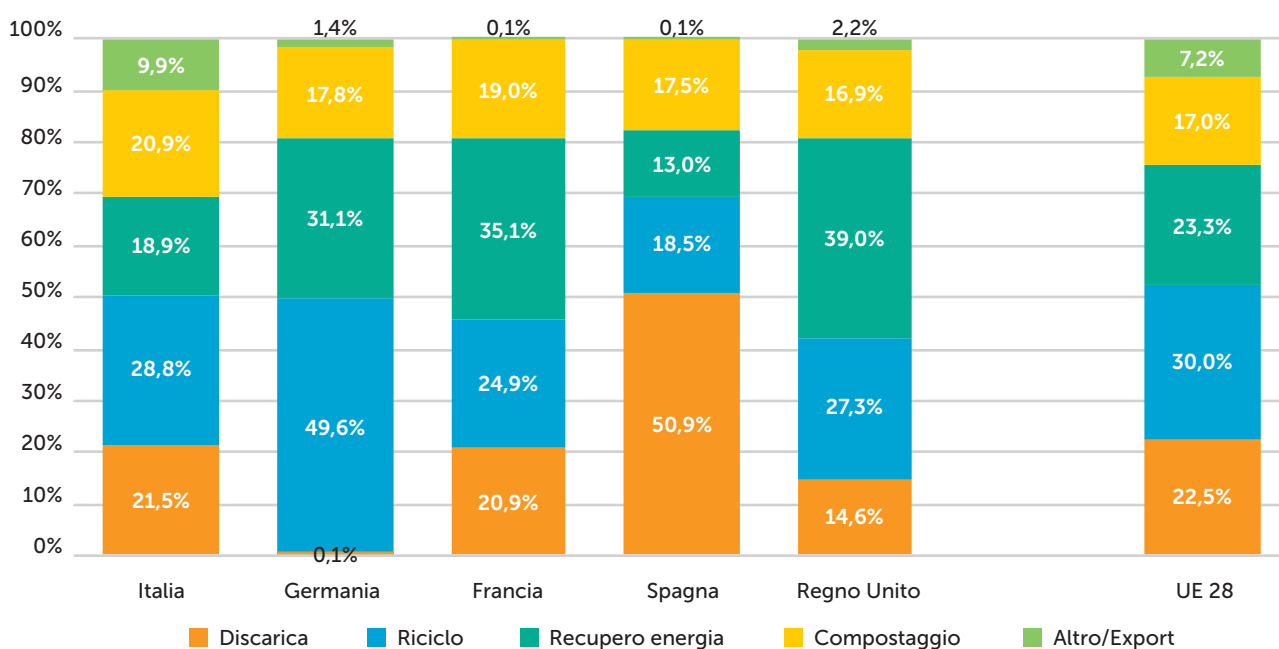
Cresce, quindi, quasi dappertutto la quota dei rifiuti urbani avviati a recupero di materia (insieme di tecnologie classificato come "riciclo" nella figura 1.26), come pure evolve, con diverse velocità ma con tendenza univoca, il recupero della parte organica.

FIG. 1.25 *Produzione media pro capite nel 2018 di rifiuti urbani e assimilati nei principali paesi europei (in kg)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.26 *Trattamento dei rifiuti urbani per tecnologia (anno 2018, in percentuali sul totale dei rifiuti urbani e assimilati)*

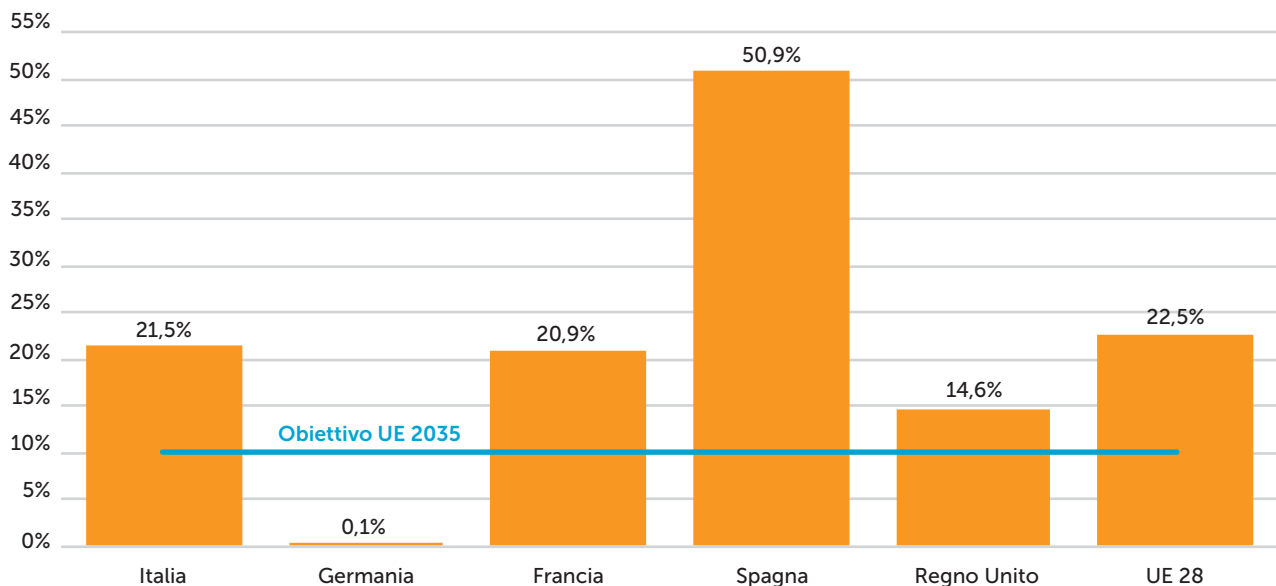


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

In tale scenario, si mantiene sostanzialmente stabile il peso del trattamento dei rifiuti urbani tramite termovalorizzazione e conseguente trasformazione in energia, cosa che qualifica al momento tale tecnologia come complementare rispetto alle politiche di recupero di materia (Fig. 1.26); per quanto sia logicamente prevedibile una progressiva riduzione del ricorso all'incenerimento con recupero energetico al crescere del riciclo, tale carattere strutturale del portafoglio tecnologico europeo appare coerente con l'attuale fase di relativa incertezza sull'effettiva affermazione di lungo termine del recupero di materia. Come sopra rilevato, infatti, perché il recupero di materia diventi globalmente dominante nel sistema europeo di gestione dei rifiuti urbani è necessario che sia predisposta, e diventi effettiva, quella struttura economica circolare, preconizzata dal Pacchetto economia circolare e disegnata dal *Green Deal*, che determini un'effettiva corrispondenza tra capacità di riciclo e potenziale di assorbimento, da parte dell'industria europea, dei materiali recuperati.

Le figure 1.27 e 1.28 mostrano lo stato di grandezze notevoli (in particolare, percentuale di rifiuti urbani riciclati e smaltiti in discarica) comparate con i livelli obiettivo che il Pacchetto economia circolare fissa nel medio termine.

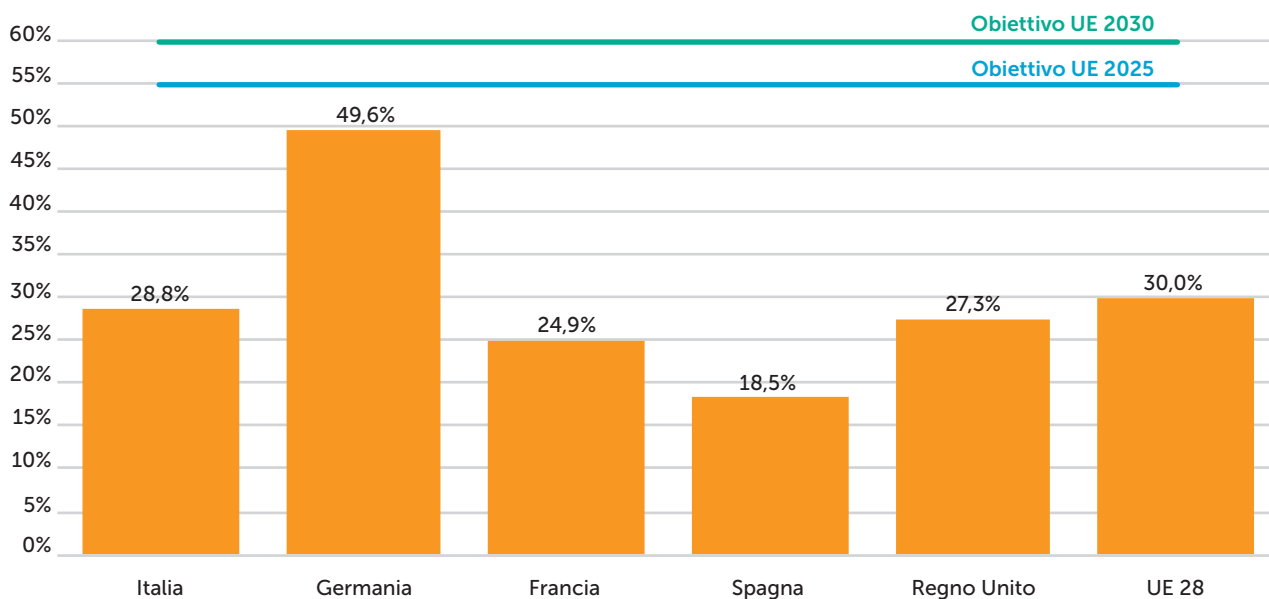
FIG. 1.27 Percentuale di rifiuti urbani smaltiti in discarica al 2018 e obiettivo obbligatorio comunitario al 2035



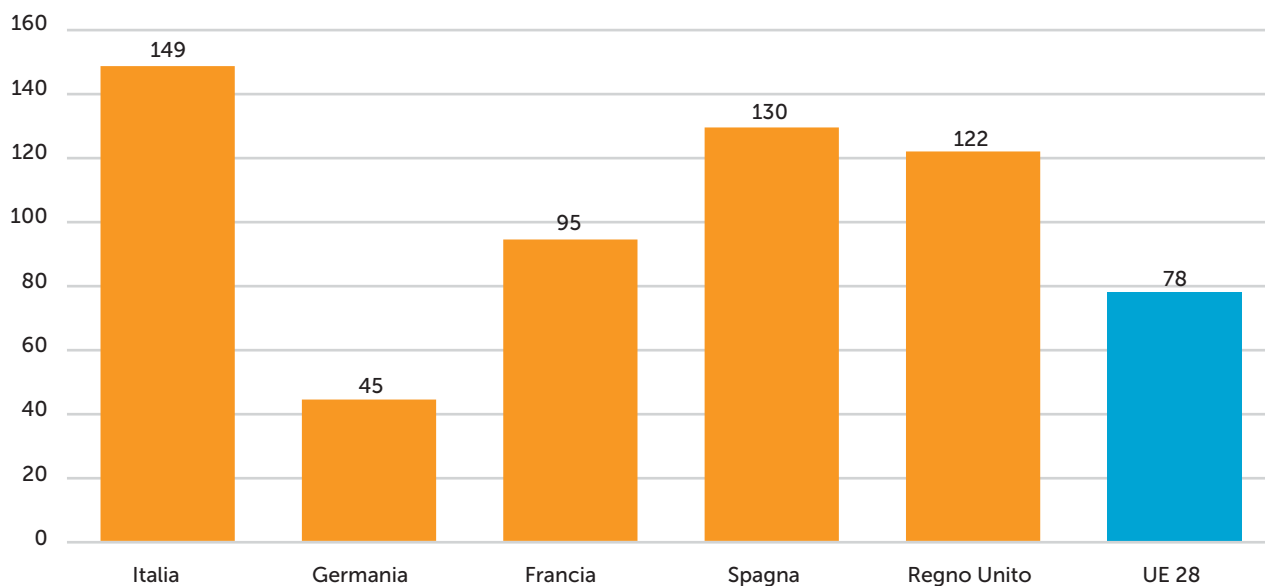
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Con le cautele del caso, accentuate dalla dinamica conosciuta dalle tariffe in molti stati membri per effetto della progressiva introduzione di nuovi sistemi di incentivazione alla raccolta differenziata e al riciclo, si riporta di seguito il dato, riferito al campione utilizzato in questo paragrafo, del costo *pro capite* dei servizi di gestione dei rifiuti urbani e assimilati.

Il dato della Germania, significativamente inferiore a quello dei paesi del *panel*, deve essere letto alla luce del particolare sistema adottato in questo paese, dove la responsabilità tecnica ed economica della raccolta e del trattamento differenziato dei rifiuti da imballaggio riciclabili è pressoché interamente a carico dell'industria (c.d. sistema duale); la responsabilità di raccolta e trattamento degli enti locali è, quindi, generalmente limitata al rifiuto urbano residuo (non differenziato) e ad alcune frazioni differenziate non assegnate al circuito privato (essenzialmente organico e parte di rifiuto cellulosico).

FIG. 1.28 Percentuale di rifiuti urbani riciclati al 2018 e obiettivi comunitari al 2025 e al 2030

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

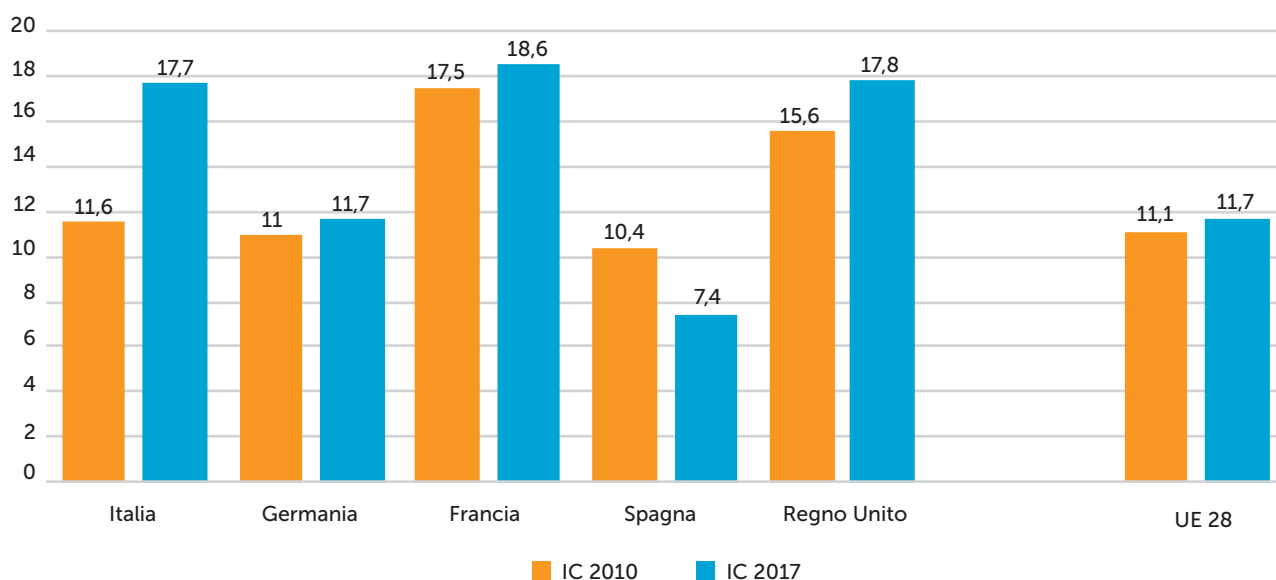
FIG. 1.29 Costo medio per abitante del servizio di gestione dei rifiuti urbani nel 2018 (in euro)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat ed EEA: spesa delle amministrazioni pubbliche per il servizio di gestione dei rifiuti urbani. Solo per Francia, dati ADEME (2017).

I dati di costo per abitante relativi al 2018 (Fig. 1.29) sono tratti dalla contabilità ambientale elaborata da Eurostat ed *European Environment Agency*, tranne che per la Francia (dati ADEME), paese per il quale le fonti sembrano significativamente sottostimare il costo complessivo del servizio, e ciò, probabilmente, per le difficoltà di rilevazione collegate al sistema di finanziamento basato sulla convivenza di almeno due canali alternativi: il trasferimento alle municipalità, da parte dello Stato centrale, delle risorse raccolte tramite il versamento di un tributo erariale dedicato, e l'imposizione, direttamente a livello locale, di un corrispettivo simile alla tariffa operante in Italia (a questi due canali si va affiancando progressivamente il corrispettivo incentivante ispirato al principio PAYT, "Pay As You Throw").

L'ultima figura dà conto dell'evoluzione dell'indice di circolarità come sopra introdotto. Per quanto Eurostat dati al 2014 l'inizio della serie storica, l'indice non è rilevato per tutti i paesi nell'intero intervallo; sono riportati, pertanto, i valori 2010 e 2017 (l'ultimo disponibile) per il campione di paesi esaminato (Fig. 1.30).

FIG. 1.30 *Indice di circolarità nel 2010 e nel 2017 (quota percentuale delle materie riciclate inserite nel processo produttivo sul totale delle materie utilizzate)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

CAPITOLO

2

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

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2019

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2019 messo a confronto con quello dell'anno precedente; per il 2019 i dati, di fonte Terna, sono provvisori.

Nell'anno appena trascorso la domanda elettrica è risultata in diminuzione dell'1%, dopo l'aumento registrato negli anni passati. La flessione ha interessato il settore agricolo e quello industriale (-2%), mentre i consumi domestici sono cresciuti dell'1% e quelli del terziario sono rimasti praticamente invariati.

La domanda nazionale di energia elettrica è stata soddisfatta per circa l'88% dalla produzione nazionale (in aumento dell'1,7% rispetto al 2018), mentre per la parte rimanente dal saldo con l'estero; l'energia importata risulta tra l'altro in diminuzione del 7%, mentre quella esportata è in aumento (78%), facendo registrare un saldo di energia scambiata con l'estero in rialzo del 13%.

TAV. 2.1 Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2018 e nel 2019 (in GWh)

	2018	2019 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	289.708	291.693	1%
Servizi ausiliari	9.864	8.853	-10%
Produzione netta	279.845	282.840	1%
Ricevuta da fornitori esteri	47.170	43.980	-7%
Ceduta a clienti esteri	3.271	5.817	78%
Destinata ai pompaggi	2.312	2.412	4%
Disponibilità per il consumo	321.431	318.591	-1%
Perdite di rete	17.988	17.177	-5%
Consumi al netto delle perdite	303.443	301.414	-1%
Agricoltura	5.843	5.745	-2%
Industria	126.432	123.850	-2%
Terziario	106.030	106.124	0%
Domestico	65.138	65.695	1%

(A) Dati provvisori.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

La tavola 2.2 riporta il bilancio degli operatori costruito a partire dai dati dagli stessi comunicati 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. Si rimanda al seguito del Capitolo per una trattazione più in dettaglio delle dinamiche che hanno interessato le singole fasi della filiera del settore elettrico.

TAV. 2.2 Bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2019 (in TWh; valori riferiti ai gruppi industriali)

	ENEL	10-15 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	6	15	15	46	414	12.986	13.483
Produzione nazionale lorda	49,5	74,4	15,4	22,8	7,5	0,6	5,6	100,7	276,5
Produzione nazionale netta	46,9	72,3	15,0	22,4	7,4	0,6	5,4	97,0	266,9
Energia destinata ai pompaggi	2,3	0,0	0,1	0,0	0,0	-	0,0	-	2,4
Importazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	44,0
Esportazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	5,8
Perdite di rete ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	17,2
Autoconsumi ^(B)	0,0	3,3	0,4	0,6	0,0	0,3	1,8	14,7	21,1
Vendite finali	92,3	59,2	38,1	38,8	10,1	11,7	6,0	-	256,1
Mercato libero	56,5	54,8	35,2	38,4	10,1	11,5	5,3	-	211,8
Domestico	14,5	7,2	2,7	2,0	0,9	1,6	1,1	-	30,1
Non domestico	42,0	47,6	32,5	36,3	9,2	9,9	4,2	-	181,7
- Bassa tensione	16,6	11,0	8,2	12,7	3,4	4,2	2,9	-	59,2
- Media tensione	20,5	27,2	17,1	20,6	4,6	5,0	1,2	-	96,2
- Alta e altissima tensione	4,9	9,3	7,1	3,0	1,1	0,7	0,1	-	26,3
Maggior tutela	35,0	1,6	2,8	0,4	0,0	0,2	0,7	-	40,6
Domestico	24,5	1,0	1,7	0,3	0,0	0,1	0,3	-	28,0
Non domestico	10,5	0,6	1,1	0,1	0,0	0,1	0,3	-	12,7
Salvaguardia	0,8	2,8	-	-	-	-	-	-	3,6
- Bassa tensione	0,5	0,9	-	-	-	-	-	-	1,4
- Media tensione	0,4	1,8	-	-	-	-	-	-	2,1
- Alta e altissima tensione	0,0	0,2	-	-	-	-	-	-	0,2

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

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

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Ai fini della redazione del bilancio degli operatori, i dati inviati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio sono stati considerati tenendo conto della loro appartenenza a gruppi societari e classificati sulla base dei quantitativi di vendita al mercato finale (distinto in mercato libero, a maggior tutela e di salvaguardia)¹.

L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascun operatore presso l'Anagrafica operatori ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08; se un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé².

Al momento della chiusura del presente Volume della *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano circa il 94% del valore provvisorio della produzione nazionale e il 92% dei consumi pubblicati da Terna.

1 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.

2 Con la delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A, l'Autorità ha determinato i criteri per esonerare da quest'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 (compresi quelli del telecalore e dei rifiuti) oltre che i soggetti già registrati presso il sistema GAUDÌ di Terna. Questa fattispecie di soggetti non è parimenti tenuta all'invio dei dati nell'ambito dell'Indagine annuale. Pertanto, i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata.

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 vendita al mercato finale. La maggior parte degli autoconsumi (incluse le cessioni effettuate all'interno degli ASSPC – Altri sistemi semplici di produzione e consumo) è da attribuire proprio a questa categoria, tradizionalmente popolata da soggetti autoproduttori e dai soggetti che cedono l'energia al Gestore dei servizi energetici (GSE). Per questa categoria, infatti, il 18,9% dell'energia netta prodotta è destinata al GSE, contro quote che nelle altre classi raggiungono al massimo il 9,3% (classe 0,1-0,5 TWh). Ciò in quanto nella classe "Senza vendite" è presente una grande impresa che cede l'energia elettrica in regime CIP6 al GSE e che, da sola, vale il 21% delle cessioni complessive al GSE.

La quota degli autoconsumi sulla generazione netta risulta particolarmente significativa per i gruppi con vendite comprese tra 100 e 500 GWh (59,6%): in questa classe ricade un grande autoproduttore industriale che è anche venditore del mercato libero ormai da diversi anni e vende energia elettrica prevalentemente a imprese del suo gruppo industriale. Quote di autoconsumi particolarmente elevate, come detto, si registrano anche per le classi con vendite fino a 100 GWh e "Senza vendite", con un valore pari, rispettivamente, al 34% e al 15,2%. Il notevole aumento della quota di autoconsumi registrato nella classe con vendite fino a 100 GWh rispetto al passato è riconducibile all'entrata in questa classe di un gruppo industriale che nell'ultimo anno ha fatto registrare una diminuzione importante nelle vendite finali.

Enel, con una produzione netta di 46,9 TWh, controlla il 16,6% della produzione nazionale totale e il 36% delle vendite totali, inclusa quella relativa al servizio di maggior tutela. La seconda classe a maggiori vendite (10-15 TWh), che include 5 gruppi societari (Edison, Hera, A2, Axpo Group ed Eni), detiene il 25,6% della generazione netta e possiede quote di vendita pari al 23,1% del totale. Complessivamente, dunque, i primi sei gruppi industriali coprono il 42,2% della generazione netta e vendono il 59,2% di tutta l'energia ceduta a clienti finali. Anche escludendo da questo calcolo le vendite sul mercato tutelato in quanto, come noto, approvvigionate da Acquirente unico, si registrano per tutte le classi vendite sul mercato libero e in quello di salvaguardia che superano in volume l'ammontare di energia elettrica prodotto, con l'eccezione della classe a maggiori vendite. Nella classe con le vendite più basse, per contro, il quantitativo di energia venduto in maggior tutela è di fatto equivalente a quello prodotto. Va detto, tuttavia, che non necessariamente tale tendenza si verifica singolarmente per tutti i gruppi ricadenti nelle varie classi, essendo presenti alcune eccezioni.

I dati mostrano, inoltre, che al diminuire dell'energia venduta aumenta spiccatamente la quota di energia non dispacciata in proprio, a eccezione dello 0,6% registrato per i gruppi ricadenti nella classe tra 1 e 5 TWh di vendite finali e dell'1,6% dei principali *competitor* di Enel (cioè i gruppi con vendite tra 10 e 15 TWh). Per i gruppi più piccoli si passa dal 40,3% per quelli nella classe con vendite tra 0,5 e 1 TWh, al 48,9% dei gruppi con vendite tra 100 e 500 GWh, per raggiungere l'83,1% nel caso dei gruppi con vendite che non superano i 100 GWh. Le imprese incluse in quest'ultima numerosa classe cedono a GSE il 5,6% e autoconsumano il 34% dell'energia generata netta da esse stesse prodotta.

In Italia il 38,1% della generazione netta è riconducibile a fonti rinnovabili; in particolare, è il gruppo Enel a detenere la quota maggiore di produzione da tale tipologia di fonti (52%), seguito dalla classe "Senza vendite", che produce poco più della metà dell'energia elettrica da fonti rinnovabili (50,8%). Nelle altre classi le quote oscillano dal 47,7% della classe con vendite tra 0,5 e 1 TWh al 10,1% della classe immediatamente più piccola rispetto a quella appena citata (0,1-0,5 TWh).

Come si evince dalla tavola 2.2, Enel è il gruppo principale nel settore elettrico, sia in termini di generazione (49,5 TWh), sia di vendite finali che sono, infatti, pari a 92,3 TWh; seguono i cinque principali concorrenti, che formano la classe 10-15 TWh, che nel 2019 hanno venduto 59,2 TWh di energia elettrica.

Una breve analisi sul mercato finale consente di evidenziare, come già in passato, che il 22,7% delle vendite è destinato alle famiglie; tale quota, tuttavia, sale al 42,2% nel caso del gruppo Enel che, come noto, conta tra le proprie imprese di vendita anche Servizio Elettrico Nazionale, che all'interno del gruppo è la società deputata a vendere energia elettrica in maggior tutela e che, sul totale nazionale, possiede la quota preponderante di clienti che non sono ancora passati al mercato libero. Per i gruppi direttamente concorrenti di Enel con vendite tra 10 e 15 TWh (classe in cui gli unici che hanno vendite in maggior tutela sono i gruppi Hera e A2A), la quota di vendite al settore domestico è pari al 13,9%. Nelle altre classi, anche quest'anno, la quota più rilevante si osserva tra i gruppi con vendite fino a 100 GWh (24,5%), dove ricadono sia molti esercenti il servizio di vendita di maggior tutela, sia numerosi nuovi venditori del mercato libero. Come già evidenziato negli anni passati, infatti, è in questa classe che si registra la maggiore quota di vendite a clienti non domestici in bassa tensione (71,9%), seguita da quella del gruppo Enel, che si attesta al 51,7%.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione sono, come di consueto, rilevanti per le classi 5-10 TWh (21,3%) e 10-15 TWh (18,6%); in quest'ultima classe, in particolare, Axpo Group destina ai clienti industriali il 35,4% delle vendite finali, Edison il 28,8%, Eni il 13%, A2A l'8% e Hera appena il 2,8%.

Per le altre classi, invece, le vendite ai clienti in alta e altissima tensione sono inferiori al 10%, eccezion fatta per la classe 0,5-1 TWh, dove la quota delle vendite ai grandi clienti industriali è pari al 12,4%. Le vendite al mercato dei consumatori finali allacciati in media tensione sono piuttosto significative per tutte le classi di operatori, tranne per Enel e per i gruppi più piccoli; nel maggiore gruppo, infatti, le vendite ai clienti in media tensione rappresentano il 39,1% del totale, mentre nei gruppi di più piccole dimensioni il valore è pari al 26,3% del totale venduto.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel 2019 la produzione nazionale lorda di energia elettrica in Italia è passata dai 290 TWh del 2018 ai 291,7 TWh del 2019. La debole ripresa del 2019 (+0,7%) fa seguito al calo di circa il 2% del 2018, che aveva interrotto la crescita a tassi superiori al 2% del biennio precedente. L'aumento ha riguardato sia la produzione termoelettrica, passata da 173,6 a 175,1 TWh (+0,9%), sia quella da fonti rinnovabili, passata da 114,4 a 114,8 TWh (+0,4%). La contribuzione delle due fonti rispetto al totale mantiene sostanzialmente il livello raggiunto nel 2018, con un peso del 60% per la produzione termoelettrica e del 40% per quella rinnovabile.

TAV. 2.3 Produzione lorda per fonte 2015-2019 (in GWh)

FONTE	2015	2016	2017	2018	2019 ^(A)
Produzione termoelettrica	172.658	179.915	190.106	173.578	175.132
Solidi	43.201	35.608	32.627	28.470	15.111
Gas naturale	110.860	126.148	140.349	128.538	143.198
Prodotti petroliferi	5.620	4.127	4.083	3.289	3.369
Altri	12.976	14.032	13.047	13.281	13.454
Idroelettrico da pompaggi	1.432	1.825	1.826	1.716	1.723
Produzione da fonti rinnovabili	108.904	108.028	103.898	114.415	114.838
Idroelettrico	45.537	42.438	36.199	48.786	45.776
Eolico	14.844	17.689	17.742	17.716	20.245
Fotovoltaico	22.942	22.104	24.378	22.654	23.689
Geotermico	6.185	6.289	6.201	6.105	6.031
Biomassa e rifiuti	19.396	19.509	19.378	19.153	19.097
PRODUZIONE TOTALE	282.994	289.768	295.830	289.709	291.693

(A) Dati provvisori.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La produzione termoelettrica è tornata ai livelli del 2015, dopo il crollo del 2018, con la progressiva sostituzione del carbone e dei prodotti petroliferi con la fonte gas. Mentre nel quinquennio si conferma la stabilità della produzione idroelettrica da pompaggi, che mantiene il sensibile incremento registrato negli anni 2016-2018, attestandosi al +20% rispetto al 2015, la produzione da fonti rinnovabili presenta nell'insieme un incremento più modesto, pari al 5%, con la produzione idroelettrica che torna ai livelli del 2015, quelle eolica e fotovoltaica rispettivamente in forte (+36%) e debole crescita (+3%) e le fonti geotermica e biomasse che presentano una tendenza alla diminuzione (-2% circa), a fronte di variazioni annue poco significative. Come di consueto, si precisa che i dati riportati nei grafici e nelle tabelle a seguire in questo paragrafo sono tratti dall'Indagine annuale sui settori regolati e sono da intendersi come provvisori; inoltre, alcune differenze rispetto a quanto emerso nell'ambito della citata rilevazione da un anno all'altro possono essere in parte ascrivibili anche alla diversa base dei rispondenti all'Indagine annuale in termini di numerosità, di tipologia e di ragione sociale. Si segnala che nella rilevazione non sono inclusi gli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, ai sensi della delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A³, nonché quelli che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*.

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2019 per le fonti 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, la quota maggiore è quella relativa agli impianti termoelettrici (54%), seguono gli idroelettrici al 22% e gli impianti rinnovabili al 24%. La maggior parte degli impianti esistenti è stata installata tra il 2001 e il 2010,

³ Si tratta sostanzialmente di produttori i cui impianti hanno una potenza complessiva inferiore a 100 kW e che non svolgono altre attività nei settori elettrico, del gas, idrico e del teleriscaldamento e/o teleraffrescamento.

con una netta preponderanza degli impianti termoelettrici, che hanno continuato a entrare in esercizio, per una quota oggi pari al 10% circa del totale termoelettrico, anche dopo tale data. Relativamente alla potenza da generazione idroelettrica, la maggior parte risulta entrata in esercizio prima del 1990, mentre per gli impianti da fonti rinnovabili il 66% della potenza è entrata in esercizio dopo il 2010.

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

POTENZA	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMoeLETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,8	25,5	56,9	105,2
Potenza netta	22,6	25,0	54,8	102,4
<i>- di cui:</i>				
<i>fino al 1990</i>	15,9	0,1	7,4	23,4
<i>dal 1991 al 2000</i>	1,7	0,6	8,5	10,8
<i>dal 2001 al 2010</i>	2,7	7,7	34,1	44,4
<i>dopo il 2010</i>	2,3	16,5	4,8	23,7

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 potenza disponibile con indicazione di quella inferiore a 1 MW.

La tavola mostra che gli operatori che detengono circa la metà della potenza, per un totale di 50.600 MW, rappresentano il 2% circa (336) dei soggetti totali (14.297) e sono produttori di tipo misto, con generazione sia termoelettrica sia rinnovabile. Mentre il numero di tali soggetti e la loro potenza disponibile, rapportata al totale, rimangono stabili nel tempo, l'apporto percentuale alla produzione complessiva, attualmente pari al 40% circa della generazione lorda (106,6 GWh su 276,5 GWh), appare in diminuzione rispetto ai livelli degli anni 2016 e 2017 (quando era pari al 50% circa). Oltre la metà della potenza suddetta (52%) è detenuta da 99 operatori, per i quali la fonte rinnovabile incide per una quota compresa tra il 30% e il 60% della potenza lorda; il numero di operatori che garantiscono tale quota di potenza è in crescita rispetto all'anno precedente (nel 2018 erano 89).

TAV. 2.5 Produttori, impianti e generazione per fonte (numero di produttori, potenza in MW e generazione in TWh)

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	2016	2017	2018	2019
Numero produttori	13.386	13.446	13.803	14.297
Termoelettrico	401	406	406	440
<i>di cui < 1 MW</i>	83	95	98	121
Rinnovabile	12.742	12.763	13.086	13.521
<i>di cui < 1 MW</i>	10.075	10.076	10.353	10.798

(segue)

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	2016	2017	2018	2019
Misto	243	277	311	336
<i>di cui < 1 MW</i>	49	61	75	84
Potenza lorda (MW)	105.110	104.611	103.841	105.216
Termoelettrico	15.934	16.857	18.889	19.546
<i>di cui < 1 MW</i>	37	44	50	61
Rinnovabile	34.206	33.338	34.196	35.046
<i>di cui < 1 MW</i>	4.466	4.466	4.561	4.670
Misto	54.971	54.415	50.756	50.625
<i>di cui < 1 MW</i>	22	27	31	34
Generazione lorda (TWh)	270,2	276,2	267,8	276,5
Termoelettrico	59,7	64,4	74,4	83,2
<i>di cui < 1 MW</i>	3,0	4,6	3,9	4,6
Rinnovabile	81,2	79,6	83,3	86,7
<i>di cui < 1 MW</i>	10,1	10,2	10,2	10,6
Misto	129,4	132,3	110,1	106,6
<i>di cui < 1 MW</i>	0,0	0,1	0,1	0,1

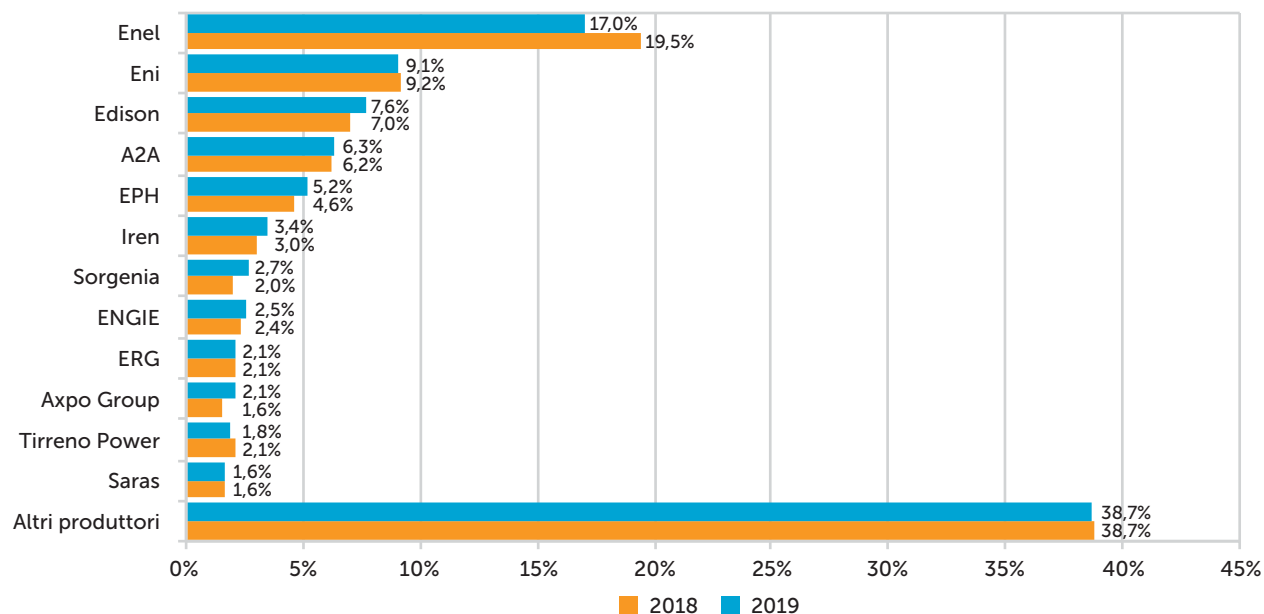
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2019 aumentano tutte le variabili considerate (numero di operatori, potenza e generazione lorda) nel caso della produzione termoelettrica, con un incremento del 12% di produzione e dell'8% di operatori a fronte di un aumento della potenza del 3%; con riferimento poi ai produttori < 1 MW, la crescita è di circa il 20%. La generazione mista sconta un calo del 3% della produzione, a fronte di un aumento di circa il 10% dei soggetti, mentre l'incremento delle fonti rinnovabili si presenta compreso tra il 2% e il 4% per tutte le variabili, con un aumento della capacità e della produzione in linea con la crescita degli operatori. Nella lettura della dinamica registrata in questi anni va comunque tenuto presente che la composizione dei soggetti partecipanti alla rilevazione da cui vengono estratti i dati presentati in queste tavole non necessariamente è la stessa da un anno all'altro.

La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari alla generazione lorda negli ultimi due anni; si evince che, fatta salva la diminuzione, pari a -2,5%, del contributo del gruppo di maggiori dimensioni, le differenze da un anno all'altro sono marginali, inferiori all'1%, per tutti i gruppi societari considerati, vale a dire quelli con una quota superiore all'1,5% nel 2019, rispetto al totale di Terna. Nel complesso le variazioni si compensano, risultando riconducibili a una lieve redistribuzione delle quote di mercato. Gli aumenti maggiori, seppur contenuti, si registrano per i gruppi in cui è rilevante la quota di produzione da idroelettrico. La quota degli altri produttori di minore dimensione è invariata rispetto all'anno precedente.

L'Indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 546, risulta in diminuzione rispetto al 2018, quando era pari a 615.

FIG. 2.1 Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

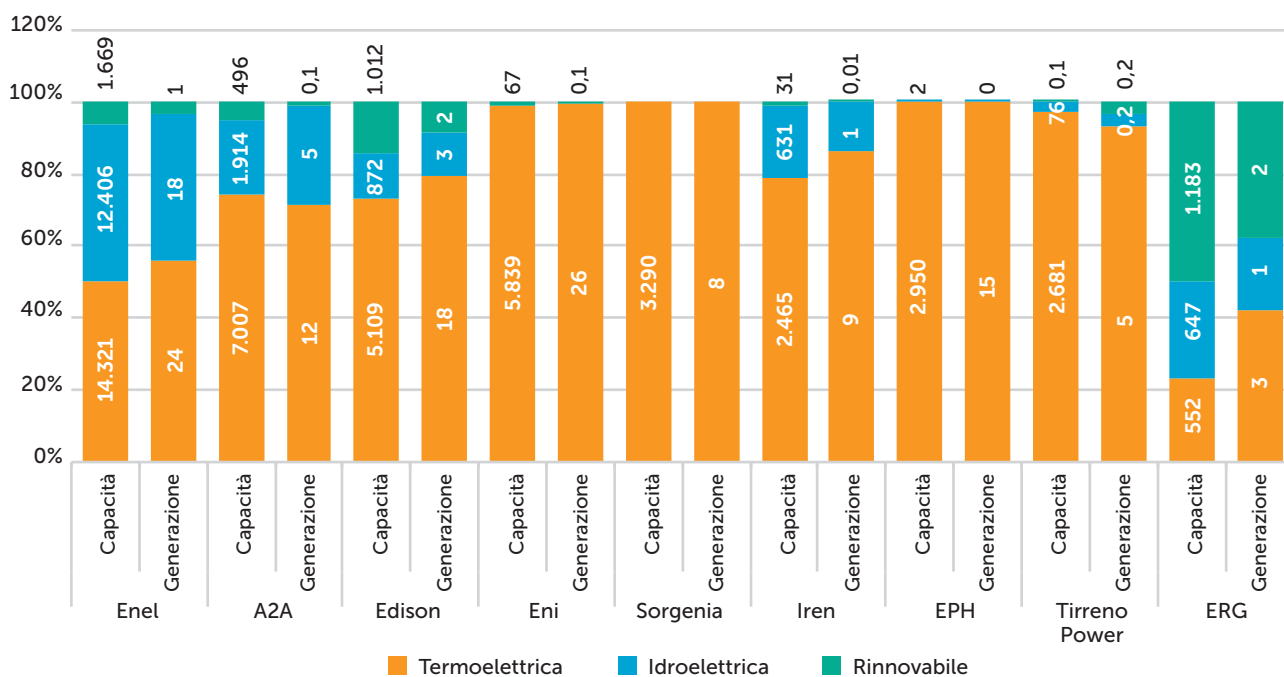


Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per quello che riguarda la composizione societaria degli operatori di produzione che hanno partecipato alla rilevazione relativa al 2019 e che hanno aggiornato i soci nell'apposita sezione dell'Anagrafica operatori, le quote del capitale sociale sono detenute in prevalenza da persone fisiche (55,2%), quindi da società diverse (31,5%) ed enti pubblici (6,2%). Rispetto all'anno precedente la composizione societaria non presenta variazioni significative. Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti, si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con solo il 6,6%⁴ che è detenuto da soggetti di origine straniera.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale tra le diverse fonti sia in termini di capacità, sia in termini di generazione. Nel 2019 si è avuto nel periodo estivo un fabbisogno di potenza alla punta pari a 58,82 GW, in aumento del 2,1% rispetto al picco dell'anno precedente.

⁴ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

FIG. 2.2 Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2019 (capacità in MW e generazione in TWh)

Fonte: ARERA, indagine annuale sui settori regolati.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano i principali operatori nella produzione termoelettrica e rinnovabile e il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione.

Nel 2019 Enel, che non ricopre più il ruolo di primo operatore nella generazione termoelettrica (essendo risultata maggiore la produzione da parte di Eni, pur a fronte di una potenza installata inferiore), continua a utilizzare la maggior parte del carbone impiegato nel settore, con una quota del 73,7%, ancora in discesa rispetto al 2018 (79,26%). La quota di produzione di elettricità da gas naturale di Enel, dopo un calo negli ultimi due anni, è incrementata dal 5,78% al 7,3%, mentre ha subito una contrazione quella relativa ai prodotti petroliferi, che passa dal 10,5% al 9,8%. È rimasto, invece, praticamente stabile rispetto agli anni passati l'utilizzo delle altre fonti.

Il principale utilizzatore di gas naturale rimane il gruppo Eni, nonostante la relativa quota di utilizzo (17,6%) sia calata a livelli inferiori a quelli del 2017 (18,1%), dopo l'aumento verificatosi nel 2018 quando aveva raggiunto il 19,4%; a seguire il gruppo Edison, che detiene una quota di produzione da gas naturale sul totale nazionale del 12,7%, in calo rispetto a quella registrata nell'anno precedente (13,4%). Gli altri operatori, quelli cioè di cui non viene esplicitata la ragione sociale nella tavola, ricoprono il 20,9% di produzione da gas naturale, anch'essa in calo rispetto all'anno passato (22,2%): la quota di produzione complessivamente persa dagli operatori di cui sopra risulta acquisita dagli ulteriori operatori riportati nella tavola 2.6.

È in aumento la quota di generazione da prodotti petroliferi di A2A, che, seppure non tornata ai livelli del 2017 (73,2%), rappresenta il 65,8% della produzione totale derivata da questo tipo di combustibile contro il 62,8% del 2018; relativamente a questa fonte la quota di Saras subisce un lieve decremento, arrivando all'8,5% dopo essere cresciuta dal 4,9% del 2016, al 7,9% del 2017 e al 9,6% del 2018. Per quello che, infine, riguarda la quota di produzione da altre fonti, rilevano i contributi di Saras, Eni, Am Invesco Italy e Lukoil, con valori pari, rispettivamente, al 37,1%, al 16,1%, al 16,7% e al 14%.

TAV. 2.6 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2019 (dati in percentuale)

GRUPPO	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Eni	0,0	0,2	17,6	16,1
Enel	73,7	9,8	7,3	0,1
Edison	0,0	0,0	12,7	0,0
Energetický a Průmyslový Holding (EPH)	20,1	0,7	8,1	0,0
A2A	6,2	65,8	6,9	0,0
Iren	0,0	0,0	6,0	1,5
Sorgenia	0,0	0,0	5,6	0,0
Engie	0,0	0,0	4,9	0,3
Axpo Group	0,0	0,0	4,2	0,0
Tirreno Power	0,0	0,0	3,7	0,0
Saras	0,0	8,5	0,0	37,1
Am Invesco Italy	0,0	0,0	1,0	16,7
Lukoil	0,0	1,7	1,1	14,0
Altri operatori	0,1	13,2	20,9	14,1
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

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

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

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Enel si conferma il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili, con quote significative nell'idroelettrico e la totalità di quelle nel geotermico. Tra i principali gruppi appaiono significative, come già registrato l'anno scorso, le quote di ERG nell'eolico, pari all'11,2% (sebbene in calo dall'anno precedente, quando era il 12,1%), e nel solare, in cui detiene l'1% della produzione, in virtù delle operazioni societarie effettuate dal gruppo nel corso del 2018.

Ai produttori di più piccola dimensione si devono il 96,1% della generazione da fonte fotovoltaica e l'apporto preponderante nella produzione da bioenergie (76,7%), oltre che nell'eolico, dove rappresentano il 67,5% della produzione.

TAV. 2.7 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2019 (dati in percentuale)

GRUPPO	IDROELETTRICO	GEOTERMICO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE
Enel	37,5	100,0	7,3	0,1	0,9
A2A	9,7	0,0	0,0	0,9	10,6
Edison	5,7	0,0	9,0	0,9	0,0
Alperia	8,7	0,0	0,0	0,2	0,0

(segue)

GRUPPO	IDROELETTRICO	GEOTERMICO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE
ERG	2,7	0,0	11,2	1,0	0,0
CVA	5,9	0,0	1,7	0,1	0,0
Hydro Dolomiti Energia	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Iren	2,8	0,0	0,0	0,1	0,2
Falck Renewables	0,0	0,0	3,4	0,2	1,3
Hera	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7
Acea	0,9	0,0	0,0	0,1	1,9
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	0,2	3,7
Altri operatori	19,6	0,0	67,5	96,1	76,7
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.8 Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2019

FONTE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
Idroelettrico	37,5% Enel	9,7% A2A	8,7% Alperia	6,5% Hydro Dolomiti Energia	5,9% CVA
Geotermoelettrico	100,0% Enel	-	-	-	-
Eolico	11,2% ERG	9,0% Edison	7,3% Enel	3,5% Alerion	3,5% RWE
Solare	4,1% EF Solare Italia	2,4% RTR Capital	1,3% Energetica Wing II	1,0% ERG	1,0% NextPower II Italia
Bioenergie	10,6% A2A	4,7% Hera	3,7% Ital Green Energy Holding	3,1% FRI-EL Liquid Biomass	2,8% San Marco Bioenergie

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.8, per contro, consente di apprezzare le quote dei cinque maggiori gruppi per singola fonte, mettendo in evidenza come, anche per il 2019, sono comunque sempre i gruppi principali dell'intero rinnovabile a detenere anche le quote maggiori in ciascuna fonte, fatta eccezione per il solare, dove le maggiori quote fanno capo a soggetti specializzati in questa tipologia di produzione.

Passando alla presenza territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.9), la regione con il maggior numero di operatori è sempre la Lombardia (2.884 soggetti contro i 2.733 nel 2018), seguita da Emilia-Romagna (1.921 contro i 1.883 nel 2018) e Piemonte (1.834 contro i 1.764 nel 2018); sono queste le regioni dove si registra anche il numero più elevato di autoproduttori, oltre al Veneto. A questo proposito, è opportuno segnalare che anche per il 2019 sono stati considerati come autoconsumi anche le cessioni effettuate all'interno di ASSPC, che rappresentano il 21% del totale degli autoconsumi (erano il 21,7% nel 2018).

Come negli ultimi anni, le regioni in cui è più basso il livello di concentrazione nella generazione elettrica sono la Basilicata, le Marche e la Lombardia, in cui il C3 (la somma delle quote dei primi tre operatori) è rispettivamente pari a 16,5%, 28,5% e 33,6%. Le uniche altre regioni in cui il C3 è inferiore al 50% sono il Piemonte e la Campania,

dove i valori sono rispettivamente pari al 46,8% e al 48,5%, mentre i livelli più alti si riscontrano ancora in Liguria e Valle d'Aosta, con il C3 sopra all'80%. In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi si rilevano in Basilicata, Marche, Puglia, Lombardia e Campania, mentre quelli più alti si registrano in Liguria, Valle d'Aosta, Lazio e Umbria⁵.

TAV. 2.9 Presenza territoriale degli operatori nel 2019

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	1.834	287	46,8	58,0
Valle d'Aosta	58	6	86,8	87,5
Liguria	119	27	87,1	88,3
Lombardia	2.884	710	33,6	44,1
Trentino-Alto Adige	837	114	56,9	61,7
Veneto	1.754	406	54,1	62,8
Friuli-Venezia Giulia	456	84	63,7	60,7
Emilia-Romagna	1.921	425	57,1	54,6
Toscana	590	120	66,5	52,6
Lazio	501	98	68,6	76,2
Marche	867	106	28,5	30,3
Umbria	259	30	79,5	75,1
Abruzzo	479	49	57,6	57,4
Molise	114	9	68,1	72,2
Campania	426	90	48,5	47,6
Puglia	1.151	59	51,4	41,8
Basilicata	335	17	16,5	17,4
Calabria	174	12	73,8	56,2
Sicilia	552	55	54,0	54,2
Sardegna	268	24	77,1	56,3

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

⁵ Per quanto riguarda la presenza territoriale degli operatori, le differenze rispetto a quanto riportato nella *Relazione Annuale 2019* 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.

Produzione incentivata

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

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)⁶ CIP6 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale riconoscimento;
- strumenti incentivanti di tipo *feed in premium* sostitutivi (a decorrere dal 1° gennaio 2016) dei certificati verdi (CV) per l'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012⁷;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) 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;
- 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 (poi ridotta a 500 kW) e in modalità *feed in premium*⁸ nel caso degli altri impianti;
- sistema di conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati 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 trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito.

Gli effetti economici dei meccanismi di incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la predetta suddivisione. La figura 2.3 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili e dai regimi commerciali speciali. Essi sono calcolati come indicato in precedenza e sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

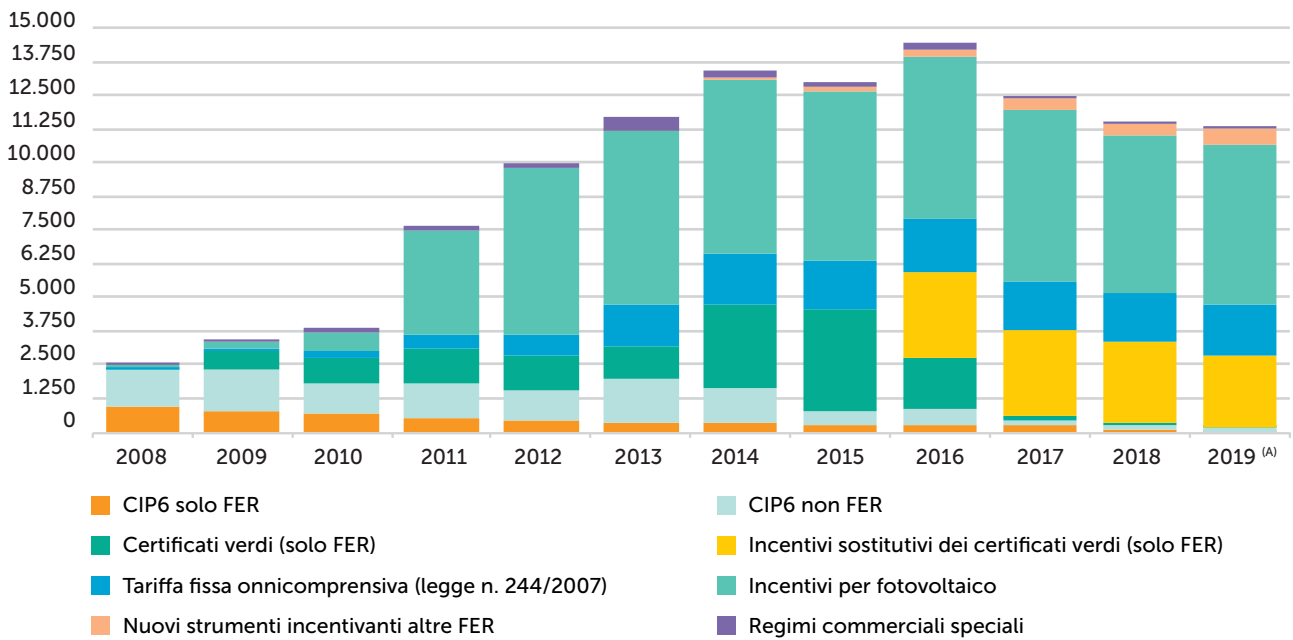
Nel complesso, gli strumenti incentivanti hanno permesso nell'anno 2019 l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta a poco più di 63 TWh, pressoché la stessa incentivata nel 2018 (-0,6%). Nel 2018 il 33% dei 63,3 TWh di energia rinnovabile incentivata è stato prodotto da impianti fotovoltaici, il 27% da impianti eolici, il 25% dalle biomasse, il 13% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica. Secondo i dati preconsuntivi, queste quote non mutano sostanzialmente nel 2019: il 34% proviene dal solare, il 26% dall'eolico, il 25% da biomasse, il 12% dalla fonte idrica e il 3% dal geotermico.

6 *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.

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

8 *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.

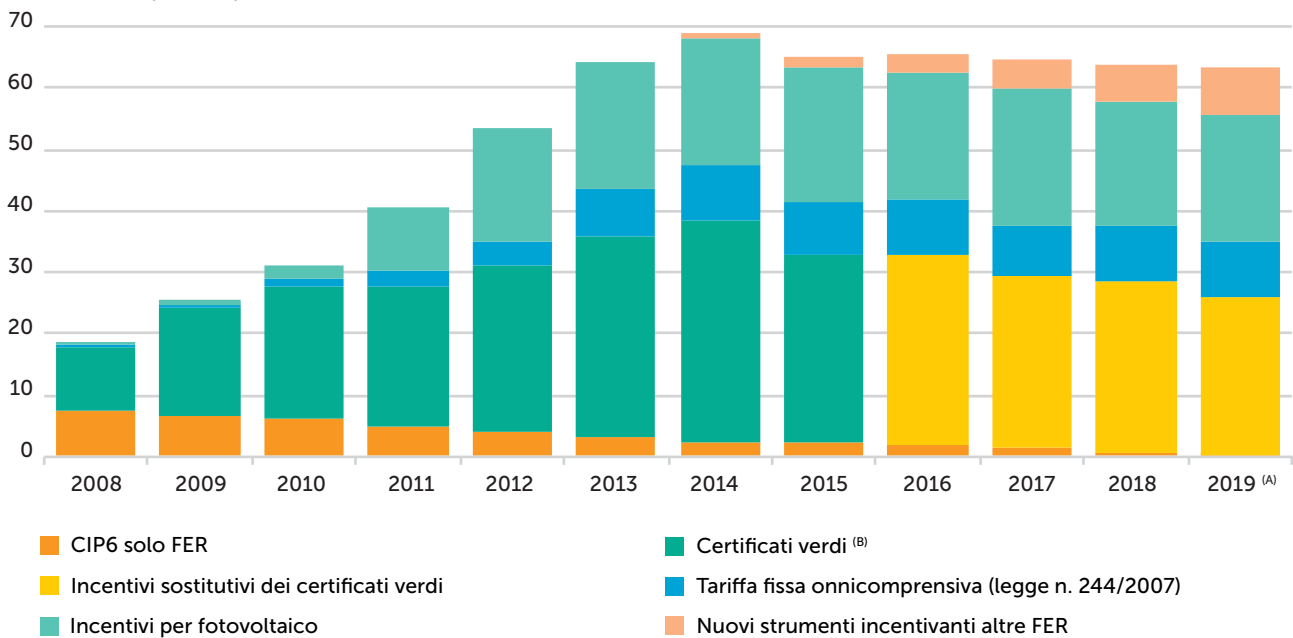
FIG. 2.3 Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (in milioni di euro)



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

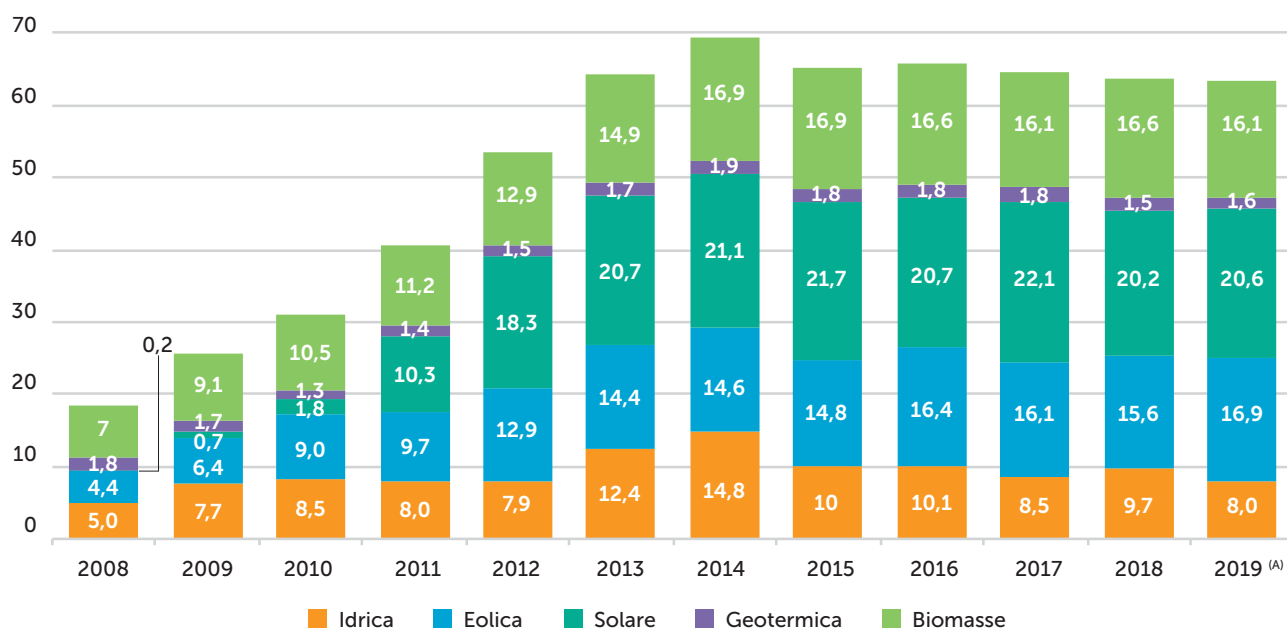
FIG. 2.4 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante (in TWh)



(A) Dati preconsuntivi.

(B) In relazione ai certificati verdi, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno. Ciò 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 (in TWh)

(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

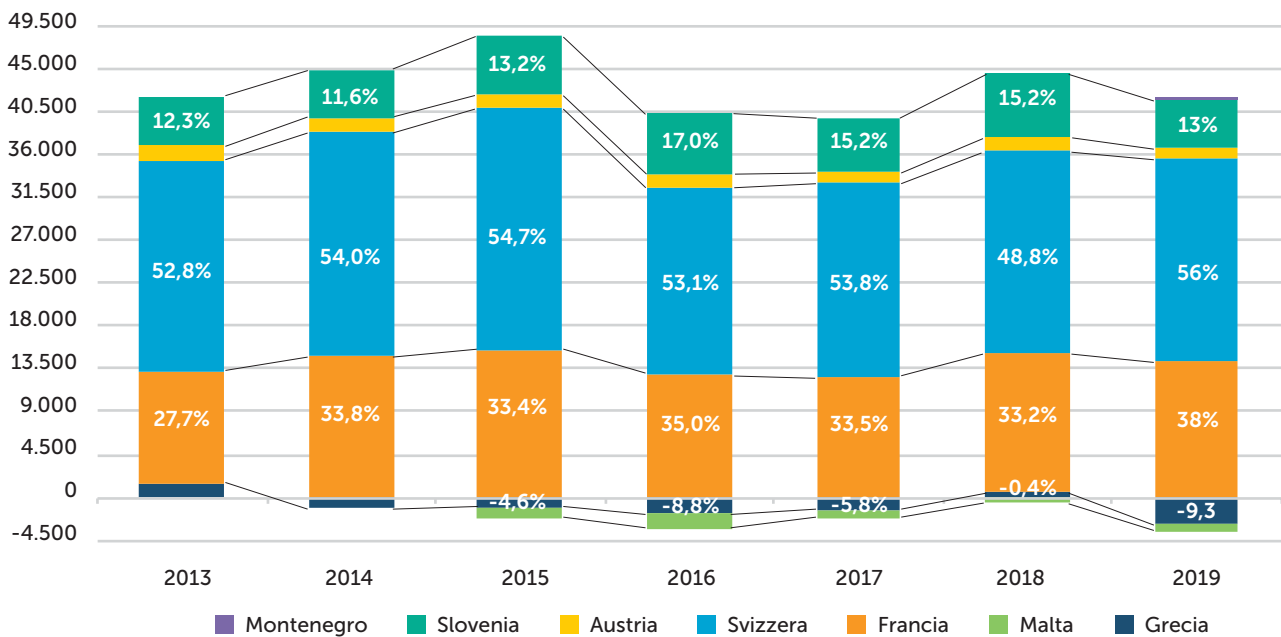
Con il venire meno del meccanismo dei certificati verdi, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A_{SOS} . Tale componente, oltre ai costi sopra richiamati, consente anche l'erogazione dei regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto) e l'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per la cogenerazione ai sensi del provvedimento CIP6 e per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi).

Per l'anno 2019, si stima che, a consuntivo, i costi derivanti dall'incentivazione delle sole fonti rinnovabili siano pari a circa 11 miliardi di euro, mentre i costi totali (comprensivi, quindi, degli ulteriori regimi commerciali precedentemente descritti) a carico della componente tariffaria A_{SOS} siano complessivamente pari a poco meno di 11,4 miliardi di euro.

Importazioni nette

Come già anticipato *supra*, secondo i dati di esercizio provvisori pubblicati da Terna, nel 2019 il fabbisogno di energia elettrica è leggermente diminuito (-0,6%) rispetto all'anno precedente, portandosi a 319,6 TWh dai 321,4 TWh rilevati per il 2018. Coerentemente, anche il saldo estero ha registrato una diminuzione del 13,1%, perché nel 2019 l'Italia risulta aver importato 38,2 TWh contro i 43,9 TWh del 2018. Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è tornata all'11,9%, cioè allo stesso livello degli anni 2016 e 2017.

Il calo del saldo estero è dovuto a una netta riduzione delle importazioni, che nel 2019 sono scese a 44 TWh, mentre nel 2018 avevano raggiunto 47,2 TWh, a cui si è accompagnato un marcato aumento delle esportazioni (78%), che hanno superato di 2,6 TWh quelle del 2018. Le esportazioni, infatti, hanno raggiunto i 5,8 TWh, contro i 3,3 TWh registrati nell'anno precedente.

FIG. 2.6 Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013 (in GWh)

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

Le campagne di manutenzione e, di conseguenza, le difficoltà degli impianti nucleari francesi di soddisfare la domanda estera sono alla base di entrambi i fenomeni appena evidenziati per l'Italia, e cioè della riduzione delle nostre importazioni e dell'aumento delle nostre esportazioni.

In particolare, l'Italia ha esportato 2,4 TWh in più rispetto al 2018 verso la Grecia (+385%), 25 GWh in più del 2018 verso Malta (+4%) e 35 GWh verso il Montenegro, grazie all'entrata in funzione del nuovo elettrodotto (si veda il sottoparagrafo successivo).

Complessivamente l'export verso questi tre paesi ha ridotto il valore del saldo estero del 9,3%. Quest'ultimo, comunque, come detto, è diminuito anche per la riduzione del 6,7% rispetto al 2018 delle importazioni.

Abbiamo importato meno elettricità soprattutto dalla Slovenia (-1,5 TWh, vale a dire -23% di energia importata rispetto al 2018), ma anche dalla Svizzera (-0,3 TWh), dall'Austria (-0,2 TWh) e dalla Francia (-0,1 TWh).

Anche nel 2019 è la Svizzera il paese da cui proviene la maggior parte (56%) del nostro saldo estero (Fig. 2.6). Un altro 38% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia e il 13% dalla Slovenia. Dall'Austria ne arriva solo il 3%. Verso Slovenia, Francia e Austria è da tempo operativo il *market coupling*.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

In Italia, la trasmissione elettrica avviene per mezzo di circa 73.600 km di linee e circuiti elettrici e di circa 900 stazioni di smistamento.

TAV. 2.10 Asset della Rete di trasmissione nazionale (dati al 31 dicembre dell'anno indicato)

LINEE E STAZIONI	2015	2016	2017	2018	2019
Numero operatori di rete	11	11	9	9	11
LINEE					
Linee 380 kV (km)	10.918	11.114	11.202	11.211	11.211
Linee 220 kV (km)	10.930	10.907	10.876	10.877	10.817
Linee ≤ 150 kV (km)	48.893	48.965	48.934	48.899	48.938
Linee 500 kV a corrente continua (km)	949	949	961	961	1.480
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862	862
STAZIONI^(A)					
Numero stazioni 380 kV	161	163	166	166	173
Numero stazioni 220 kV	154	154	153	153	154
Numero stazioni ≤ 150 kV	542	545	558	568	575

(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.

Nel 2019 le imprese titolari di asset della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono divenute 11, due più dell'anno precedente. Fino al 2018 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, erano presenti nella trasmissione elettrica: Megareti (ex Agsm Distribuzione, che ha incorporato Agsm Trasmissione) del gruppo Agsm Verona, Edyna Transmission, che fa parte del gruppo Edyna operante in Alto Adige, Arvedi Trasmissione, che opera nella zona di Cremona, Seasm del gruppo A2A, El.It.E., Nord Energia ed Eneco Valcanale⁹, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (*Austrian Power Grid*).

Dal 2019 si sono aggiunte due nuove imprese: Terna Crna Gora e Monita Interconnector. Entrambe queste società sono controllate al 100% da Terna e sono state costituite per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro che è entrato in esercizio il 28 dicembre 2019, dopo oltre 10 anni dall'avvio del progetto. La nuova

⁹ Eneco Valcanale, che possiede 6,6 km delle linee ≤ 150 kV, è considerato tra gli operatori di rete nonostante non abbia ancora richiesto a Terna l'inclusione nella RTN della *merchant line* Austria, così come previsto dal decreto di esenzione n. 290/ML/3/2010.

interconnessione è costituita da un collegamento, il primo in corrente continua per lo Stato balcanico, lungo 445 km tra le stazioni elettriche di Cepagatti, in provincia di Pescara, e Lastva, nel comune di Kotor, per una potenza di 600 MW. Il progetto originale "Villanova-Lastva" prevede la realizzazione di due elettrodotti in corrente continua (HVDC – *High Voltage Direct Current*) con una potenza nominale complessiva di 1.200 MW: la potenza di scambio inaugurata nel dicembre scorso rappresenta la realizzazione della prima fase del progetto. Dopo il parere positivo dell'Autorità, rilasciato nel settembre 2019, il Ministero per lo sviluppo economico ha concesso¹⁰ l'esenzione dell'accesso a terzi su una parte della capacità del cavo Italia-Montenegro che è riservata agli energivori in base al meccanismo dell'*Interconnector*. Più precisamente, l'esenzione è stata richiesta e concessa per 200 MW a Monita Interconnector, i cui asset sono complessivamente pari a 300 MW funzionali al collegamento Italia-Montenegro. Il decreto ministeriale ha stabilito, altresì, che, al termine del periodo di esenzione, la titolarità della porzione di rete oggetto di esenzione e ricadente in territorio italiano sarà trasferita a Terna.

Considerando quindi gli asset di tutte le società appartenenti al gruppo societario, nel 2019 il gruppo Terna possiede 73.355 km di cavi, cioè il 99,7% degli elettrodotti nazionali, come pure il 99,3% delle 902 stazioni elettriche che fanno parte della RTN.

Nel corso del 2019 l'assetto societario di Terna non ha subito variazioni relativamente ai soci con quote superiori al 2%: è rimasta costante la partecipazione di controllo del 29,85% detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti¹¹, oltre alla quale vi è solo Lazard Asset Management LLC, un istituto finanziario americano, con il 5,12%. Il restante 65,03% del capitale appartiene al mercato.

Relativamente alla composizione degli impianti, nel corso del 2019 si sono registrati lievi aumenti delle linee: quelle a 220 kV sono cresciute di 60 km, quelle con tensione inferiore a 150 kV sono aumentate di 39 km, un incremento di circa 500 km si è registrato sulle linee 500 kV a corrente continua. Un lieve aumento si è registrato anche nelle stazioni: nel 2019 se ne contano sette in più sia tra quelle a 380 kV, sia tra quelle inferiori a 150 kV, mentre le stazioni a 220 kV sono aumentate di una unità.

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. A questi quattro paesi, come si è visto, si è aggiunto dalla fine del 2019 il collegamento con il Montenegro. Nel 2019 sono state in funzione 26 linee di interconnessione, suddivise tra i vari livelli di tensione, di cui tre sono *merchant line*: due di collegamento con la Svizzera (l'elettrodotto 380 kV Mendrisio-Cagno e l'elettrodotto 150 kV Tirano-Campocologno) e una di collegamento con l'Austria (elettrodotto 132 kV Tarvisio-Greuth), che è la più recente, essendo entrata in funzione nel 2012.

Il valore complessivo della capacità di scambio sulla frontiera Nord (*Net Transfer Capacity* – NTC), i cui valori vengono valutati di concerto con i gestori di rete confinanti, è compreso nell'intervallo tra i 6.300 e gli 8.400 MW in ingresso (importazione) e fra i 3.000 e i 3.900 MW in uscita (esportazione). Nel corso del 2020 questi valori dovrebbero registrare un incremento per l'attesa entrata in esercizio del collegamento tra il Piemonte e la Francia, cioè dell'interconnessione in corrente continua "HVDC Piossasco-Grand'Île", che porterebbe un incremento di 1.200 MW della capacità di importazione e di 1.000 MW della capacità di esportazione. Nel 2019 è stata completata la posa di 75 km, corrispondenti a circa il 78% dell'intero collegamento.

¹⁰ Con il decreto direttoriale n. 290/ML/7/2019 del 5 settembre 2019.

¹¹ Il capitale di CDP Reti è posseduto per il 59,1% dalla Cassa depositi e prestiti, per il 35,0% da State Grid Europe Limited, società controllata da State Grid Corporation of China, e per il 5,9% da altri investitori istituzionali italiani.

TAV. 2.11 Capacità di interconnessione con l'estero (in MW; capacità nei giorni feriali (lunedì-sabato) e nelle ore di picco (7:00-23:00))

CONFINE	INVERNO			ESTATE		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020
Francia	3.150	3.150	3.150	2.700	2.700	2.700
Svizzera	4.240	4.240	4.240	3.420	3.420	3.420
Austria	315	315	315	270	270	270
Slovenia	730	730	730	515	515	515
Totale frontiera Nord	8.435	8.435	8.435	6.905	6.905	6.905
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	-	-	600	-	-	600
TOTALE IMPORTAZIONE	8.935	8.935	9.535	7.405	7.405	8.005
Francia	995	995	995	870	870	870
Svizzera	1.810	1.810	1.810	1.440	1.440	1.440
Austria	100	100	100	80	80	80
Slovenia	660	660	660	620	620	620
Totale frontiera Nord	3.565	3.565	3.565	3.010	3.010	3.010
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	-	-	600	-	-	600
TOTALE ESPORTAZIONE	4.065	4.065	4.665	3.510	3.510	4.110

Fonte: Terna.

Per l'anno in corso, comunque, i valori nominali della capacità di scambio NTC nei giorni feriali e nelle ore di picco (ovvero nelle ore che vanno dalle 7:00 del mattino alle 23:00) non mutano rispetto al 2019 (Tav. 2.11), se si eccettua la nuova capacità di scambio sulla frontiera Italia-Montenegro pari a 600 MW in import e in export che si è aggiunta in seguito all'entrata in esercizio del primo polo relativo al collegamento HVDC Villanova-Kotor di cui si è detto poco sopra. La capacità di picco per l'importazione sale quindi nella stagione invernale a 9.535 MW e si riduce in quella estiva a 8.005 MW, mentre quella disponibile per l'esportazione raggiunge 4.665 MW in inverno e scende a 4.110 MW in estate.

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. Per quanto concerne le attività e le opportunità di sviluppo relative alle linee transfrontaliere, come descritte nel Piano di sviluppo 2020, tra le opere di interconnessione con l'estero che Terna ha progettato in passato e che sono tuttora in fase di realizzazione figurano:

- il collegamento di cui si è detto poco sopra tra il Piemonte e la Francia, Piosasco-Grand'Île, autorizzato nel 2011 (e nel 2016 per alcune varianti), denominato "Piemonte-Savoia" che consiste nella realizzazione di un cavo terrestre in altissima tensione e in corrente continua, di potenza nominale 2 x 600 MW, il cui completamento è previsto per l'anno in corso;
- il collegamento tra la Provincia autonoma di Bolzano e l'Austria, Prati di Vizzi-Brennero-Steinach, che consiste

nella realizzazione di un elettrodotto 132/110 kV, autorizzato dalla Provincia autonoma di Bolzano nel 2003, che collegherà il Tirolo attraverso il valico del Brennero, il cui completamento è previsto anch'esso per il 2020.

Il primo dei due progetti sopra menzionati beneficia anche di finanziamenti di soggetti privati, essendo stato selezionato da Terna nel 2009, in attuazione dell'art. 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99 recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia". Insieme a esso, tra i progetti individuati e selezionati da Terna in collaborazione con i TSO (*Transmission System Operator*) dei paesi confinanti e finanziati da soggetti privati (in base a quanto previsto dalla legge citata), vi sono anche:

- l'interconnessione a 220 kV tra la futura stazione di Nauders (Austria) e l'esistente stazione di Glorenza (Bolzano);
- l'interconnessione in altissima tensione e in corrente continua tra Salgareda (Treviso) e Divača/Beričevò (Slovenia), inclusa nel quarto elenco dei progetti di interesse comunitario che riguardano l'Italia adottato il 31 ottobre 2019 dalla Commissione europea, che consentirà di aumentare la capacità di trasporto alla frontiera Nord, garantendo una maggiore capacità di scambio tra Italia e Slovenia.

Ulteriori progetti di interconnessione – per i quali è in corso o sarà avviata la progettazione preliminare – menzionati nel *Piano di sviluppo 2020* sono:

- Interconnessione 220 kV tra Italia e Austria, che potrebbe rientrare tra i progetti in attuazione dell'art. 32 della legge n. 99/2009;
- collegamento Italia-Francia, denominato Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia continentale; il progetto è necessario per la sostituzione dell'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I.2) che, avendo superato la propria vita utile, è soggetto a frequenti indisponibilità all'esercizio mettendo a rischio la sicurezza del sistema elettrico sardo; il progetto è incluso nel quarto elenco dei progetti di interesse comunitario che riguardano l'Italia adottato il 31 ottobre 2019 dalla Commissione europea;
- collegamento Italia-Tunisia, conosciuto come Elmed, anch'esso incluso nel quarto elenco dei progetti di interesse comunitario menzionato, che potrebbe ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Africa del Nord.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2019 risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 127 distributori elettrici, tre in meno rispetto ai 130 iscritti al 31 dicembre 2018. La differenza è dovuta alle operazioni societarie effettuate nel corso dell'anno. Nel dettaglio, i distributori hanno comunicato tramite l'Anagrafica operatori dell'Autorità le seguenti operazioni societarie con decorrenza dal 1° gennaio 2019:

- e-distribuzione ha acquisito l'attività di distribuzione di energia elettrica dai Comuni di Salbertrand e Novalesa, entrambi in provincia di Torino;
- Set Distribuzione ha acquisito l'attività di distribuzione di energia elettrica dal Comune di Molveno (TN);
- Edyna ha ceduto l'attività di distribuzione di energia elettrica nella frazione di Lutago nel comune Valle Aurina (BZ), alimentata da Centrale Elettrica Ahrntal;
- la società in nome collettivo Schwienbacher Oswald & Co. Azienda Elettrica ha variato la ragione sociale, assumendo la denominazione Gannebach, e la natura giuridica, divenendo società a responsabilità limitata;
- Azienda Elettrica Stein ha variato la propria natura giuridica da società in nome collettivo a società a responsabilità limitata.

Nel 2019 un soggetto¹² sui 127 deputati non ha risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati. La tavola 2.12 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 2012.

Nel 2019 sono stati erogati nel complesso 268,7 TWh, 722 GWh in più rispetto al 2018. Con questo lieve aumento (+0,3%), i prelievi sono tornati al livello del 2017, rimanendo comunque su valori sostanzialmente stabili nell'ultimo quadriennio.

Il volume medio distribuito per operatore si è attestato a 2.132 GWh, in aumento dell'1,1% rispetto all'anno precedente. Il numero di punti di prelievo serviti nel 2019, pari a poco meno di 37 milioni, presenta per il secondo anno consecutivo una lievissima flessione (-0,1%). Il numero medio di utenti finali serviti da ciascun operatore è risultato di circa 292.000 unità, contro le 290.000 unità del 2018.

Come sempre, il numero delle imprese di distribuzione medio-grandi (quelle con più di 100.000 utenti) è rimasto invariato a 10; anche il numero di quelle intermedie è rimasto invariato, mentre si sono ridotti gli esercenti con meno di 5.000 clienti finali.

TAV. 2.12 Attività dei distributori elettrici dal 2012 (numero di distributori, volumi in GWh e migliaia di punti di prelievo)

DISTRIBUTORI ^(A) PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
NUMERO	133	136	136	137	135	131	127	126
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	6	6	6	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	3	3	3	3	2	2	2	2
Tra 20.000 e 50.000	9	8	8	8	8	9	9	9
Tra 5.000 e 20.000	21	22	21	21	20	20	19	19
Tra 1.000 e 5.000	41	43	41	43	43	40	39	38
Fino a 1.000	49	50	53	52	52	50	48	48
VOLUME DISTRIBUITO	279.073	269.122	262.418	267.984	264.376	268.655	267.941	268.660
Oltre 500.000	263.739	254.593	247.734	252.708	249.238	253.247	252.199	253.082
Tra 100.000 e 500.000	8.590	7.957	8.347	8.425	9.996	10.080	10.590	10.522
Tra 50.000 e 100.000	3.084	2.946	2.874	3.253	1.572	1.584	1.481	1.403
Tra 20.000 e 50.000	1.727	1.624	1.517	1.577	1.548	1.797	1.834	1.821
Tra 5.000 e 20.000	1.354	1.364	1.313	1.371	1.356	1.243	1.155	1.155
Tra 1.000 e 5.000	471	513	504	529	536	560	537	537
Fino a 1.000	108	126	129	122	130	145	145	139
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	37.079	37.099	36.841	36.807	36.860	36.912	36.850	36.792
Oltre 500.000	35.121	35.158	34.867	34.832	34.877	34.935	34.866	34.809

(segue)

¹² Società Cooperativa Elettrica Gomion, che opera in Alto Adige.

DISTRIBUTORI ^(A) PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tra 100.000 e 500.000	1.141	1.143	1.168	1.171	1.268	1.261	1.284	1.287
Tra 50.000 e 100.000	228	229	234	230	137	137	137	137
Tra 20.000 e 50.000	265	235	243	243	246	266	266	267
Tra 5.000 e 20.000	213	219	215	213	210	194	179	179
Tra 1.000 e 5.000	90	94	91	95	99	98	98	91
Fino a 1.000	21	21	23	22	23	22	22	22

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

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Gli operatori appartenenti alla prima classe, cioè quelli con più di 500.000 punti di prelievo, sono gli stessi dell'anno precedente: 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 ancora sei, le stesse del 2018, vale a dire 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, Megareti (ex Agsm Distribuzione, del gruppo veronese Agsm), 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), 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. 2.13), limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, è mutata poco rispetto al 2018: in prima posizione vi sono le persone fisiche, che ne possiedono il 41,9%, e gli enti pubblici (34,5%). Quote significative appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (8%) e a società diverse (9,5%). La quota relativa alle imprese energetiche locali è del 6% (era l'8,5% nel 2013).

TAV. 2.13 Composizione societaria dei distributori nel 2019

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Persone fisiche	41,9
Enti pubblici	34,5
Società diverse	9,5
Imprese energetiche nazionali	8,0
Imprese energetiche locali	6,0
Istituti finanziari nazionali e altri	0,1
TOTALE	100,0

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda la natura giuridica dei distributori elettrici, la società per azioni e la società cooperativa sono le due forme principali, ciascuna con circa un quarto delle imprese; seguono gli enti pubblici e le società a responsabilità limitata, entrambe con un'incidenza di circa il 21%.

La ripartizione territoriale dei distributori elettrici e la lunghezza delle reti che questi gestiscono sono riportate nella tavola 2.14. Nel 2019 le reti di distribuzione elettrica sono cresciute di circa 5.000 km, la maggior parte dei quali in bassa tensione (+3.700 km). La lunghezza delle reti in media tensione è aumentata di 1.350 km, mentre quella delle reti in alta tensione è sostanzialmente invariata. Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.273.000 km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione.

Come sempre, spicca il numero dei distributori che operano in Trentino-Alto Adige: 59 imprese, quattro in meno del 2018, per effetto delle operazioni societarie descritte in precedenza. Insieme esse gestiscono il 2,2% della rete di distribuzione nazionale. Le altre regioni con un elevato numero di distributori, seppure ben distante da quello del Trentino-Alto Adige, sono Piemonte, Lombardia e Sicilia: in ciascuna di queste regioni risultano operare, infatti, una decina di distributori.

TAV. 2.14 Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2019 (in km)

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DEI DISTRIBUTORI ^(A)
Piemonte	66.034	29.386	43	9
Valle d'Aosta	2.864	1.591	57	2
Lombardia	88.987	43.265	46	11
Trentino-Alto Adige	18.726	8.855	183	59
Veneto	64.000	27.760	61	3
Friuli-Venezia Giulia	16.094	8.623	4	5
Liguria	22.281	7.209	0	2
Emilia-Romagna	69.743	33.345	33	3
Toscana	60.740	27.269	0	2
Umbria	20.467	8.973	0	2
Marche	29.948	11.961	0	7
Lazio	69.607	29.981	526	6
Abruzzo	27.068	10.388	0	7
Molise	8.298	3.763	0	1
Campania	63.845	25.785	0	5
Puglia	65.189	32.738	4	3
Basilicata	15.593	10.452	0	1
Calabria	45.664	18.544	0	1
Sicilia	83.052	36.851	4	11
Sardegna	38.798	18.683	0	3
ITALIA	876.997	395.423	961	-

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

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'ordinamento delle società di distribuzione con più di 50.000 utenti (Tav. 2.15) per quantità di energia erogata non è cambiato rispetto al 2018: e-distribuzione (gruppo Enel) resta il primo operatore, con la quota dominante dell'86,2%. Seguono, nello stesso ordine del 2018: Unareti (gruppo A2A) con il 4,1%, Areti (gruppo Acea) con il 3,6%, Ireti (gruppo Iren) con l'1,2%. 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, e-distribuzione, sono dell'86,2% nel settore domestico e dell'85% in quello non domestico. Raggiungono quote superiori all'1% nel domestico anche Areti (4,7%), Unareti (3%) e Ireti (1,4%); nel non domestico, in ordine, vi sono Unareti (4,5%), Areti (3,3%) e Ireti (1,2%).

L'80% degli utenti della distribuzione sono le famiglie, mentre il rimanente 20% è rappresentato da utenti non domestici. Emergono risultati opposti se si considera l'energia distribuita che, in media, è assorbita per il 22% da clienti domestici e per il restante 78% da clienti non domestici (le stesse percentuali del 2018). Presentano una maggiore incidenza dei consumi non domestici gli operatori Servizi a Rete (89,3%), Edyna (86,3%), Megareti (85,3%), Deval (84,6%) e Unareti (84,3%). All'opposto, ASM Terni, AcegasApsAmga e Areti ottengono, invece, una quota di volumi più elevata della media per i clienti domestici (rispettivamente, il 29,7%, il 29,3% e il 28,4%).

TAV. 2.15 *Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2019 (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
e-distribuzione	50.371	25.172	178.721	6.160	229.092	31.332
Unareti	1.743	941	9.372	206	11.115	1.147
Areti	2.722	1.326	6.872	309	9.594	1.635
Ireti	814	558	2.467	137	3.281	695
Edyna	349	172	2.192	61	2.541	233
Set Distribuzione	411	265	1.830	66	2.241	331
Inrete Distribuzione Energia	391	201	1.828	61	2.219	262
Megareti	267	132	1.551	37	1.819	169
Servizi a Rete	115	55	958	18	1.073	72
Deval	135	103	744	25	879	129
AcegasApsAmga	244	131	578	32	822	163
ASM Terni	97	52	234	13	331	64
Altri operatori	802	434	2.850	124	3.653	558
TOTALE	58.462	29.543	210.198	7.249	268.660	36.792

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.16 sono rappresentati i volumi distribuiti e i clienti (cioè i punti di prelievo) suddivisi per regione e per settore di consumo. La distribuzione territoriale non mostra novità di rilievo da un anno all'altro.

I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, che assorbe complessivamente il 22,7% dell'energia elettrica distribuita in Italia. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 16,1% del totale. Altre regioni rilevanti sono il Veneto, che incide per il 10,3% del consumo nazionale, l'Emilia-Romagna, dove viene prelevato un altro 9,1%, il Piemonte (7,3%), il Lazio (7,6%), la Toscana (6,5%), la Campania (6%) e la Sicilia (5,5%). Un quinto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni.

In Italia, nel 2019 la distribuzione ha servito 36,7 milioni di utenti: 29,5 milioni di famiglie e 7,2 milioni di punti non domestici. In termini di energia prelevata i volumi dei domestici sono risultati pari a 58,5 TWh e quelli dei non domestici pari a 210,2 TWh. Rispetto al 2018 sono diminuiti gli utenti non domestici (-1,1%), mentre quelli domestici sono lievemente aumentati (+0,1%). I prelievi sono leggermente incrementati per gli utenti domestici, che hanno consumato 722 GWh in più rispetto al 2018 (+1,2%), mentre sono rimasti invariati i consumi non domestici. A seguito di questi andamenti, nel 2019 il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è leggermente salito a 1.979 kWh, dai 1.956 kWh del 2018 (+1,2%).

TAV. 2.16 *Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2019 (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	3.888	2.311	15.837	562	19.726	2.873
Valle d'Aosta	144	108	767	27	911	135
Lombardia	9.630	4.857	51.368	1.076	60.998	5.934
Trentino-Alto Adige	970	550	5.015	165	5.985	715
Veneto	5.113	2.316	22.595	585	27.708	2.902
Friuli-Venezia Giulia	1.248	650	7.674	149	8.922	799
Liguria	1.477	1.030	4.454	254	5.931	1.283
Emilia-Romagna	4.498	2.252	19.912	610	24.410	2.861
Toscana	3.752	1.891	13.743	530	17.496	2.420
Umbria	842	422	4.682	116	5.524	538
Marche	1.395	746	5.072	207	6.467	953
Lazio	5.598	2.780	14.691	649	20.289	3.429
Abruzzo	1.173	716	4.239	161	5.412	877
Molise	258	171	1.044	39	1.302	210
Campania	4.997	2.264	11.257	563	16.254	2.826
Puglia	3.768	1.904	8.586	504	12.354	2.408
Basilicata	462	280	1.809	74	2.271	354
Calabria	1.903	1.022	3.131	225	5.034	1.247
Sicilia	5.268	2.393	9.563	553	14.831	2.946
Sardegna	2.079	879	4.757	202	6.835	1.081
ITALIA	58.462	29.543	210.198	7.249	268.660	36.792

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Come già descritto nelle *Relazioni annuali* degli anni scorsi, nel 2017 l'Autorità ha modificato¹³ la struttura della tariffa di distribuzione per i clienti domestici. Da quella data, le tariffe di distribuzione non sono più progressive, se non nella parte che riguarda gli oneri di sistema, per il pagamento dei quali, sino a tutto il 2019, sono esistiti ancora due scaglioni di consumo: da 0 a 1.800 kWh/anno e oltre 1.800 kWh/anno¹⁴. In conseguenza di ciò, alcuni distributori hanno mutato i propri sistemi di fatturazione, eliminando i vecchi scaglioni di consumo non più utili¹⁵. In compenso, le risposte degli operatori permettono di distinguere correttamente gli utenti domestici secondo il criterio della residenza anagrafica, anche per quelli tra loro caratterizzati da una potenza impegnata superiore a 3 kW¹⁶. Perciò dallo scorso anno è stato necessario modificare le tavole tradizionalmente illustrate in queste pagine, presentando la spaccatura dei clienti domestici della distribuzione elettrica per classe di potenza impegnata e per la caratteristica della residenza anagrafica (Tav. 2.17), per fascia di consumo e residenza anagrafica (Tav. 2.18), nonché fornendo il dettaglio dei clienti per classe di potenza impegnata e per fascia di consumo (Tav. 2.19). Queste ultime due tavole possono comprendere unicamente le due fasce di consumo impiegate per la fatturazione dei clienti.

TAV. 2.17 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2019 per classe di potenza (volumi distribuiti in GWh, clienti (punti di prelievo) in migliaia e prelievo medio in kWh)*

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
RESIDENTI			
Fino a 1,5 Kw	93	122	760
Da 1,5 a 3 Kw	43.064	21.337	2.018
Da 3 a 4,5 kW	4.296	1.295	3.317
Da 4,5 a 6 kW	3.238	786	4.120
Da 6 a 10 kW	568	84	6.724
Da 10 a 15 kW	249	25	10.079
Oltre 15 kW	167	9	18.606
TOTALE RESIDENTI	51.676	23.659	2.184
NON RESIDENTI			
Fino a 1,5 kW	76	300	253
Da 1,5 a 3 kW	4.304	4.807	895
Da 3 a 4,5 kW	797	365	2.185
Da 4,5 a 6 kW	942	337	2.798
Da 6 a 10 kW	266	48	5.524
Da 10 a 15 kW	163	18	9.172
Oltre 15 kW	240	11	21.961
TOTALE NON RESIDENTI	6.787	5.884	1.153
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.462	29.543	1.979

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

¹³ Delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel.

¹⁴ Dal 2020 anche la tariffa variabile degli oneri di sistema è diventata unica per qualunque livello di consumo.

¹⁵ Si tratta degli scaglioni: 0-900; 1.800-2.640; 2.640-3.540; 3.540-4.440; oltre 4.440 (tutti espressi in kWh/anno).

¹⁶ Cosa che risultava impossibile sino al 2018. Più precisamente, in passato i clienti avevano diritto a usufruire di una tariffa più vantaggiosa, la cosiddetta D2, nell'abitazione di residenza anagrafica e per una potenza impegnata non superiore a 3 kW. Ai clienti che sottoscrivevano un contratto con potenze superiori, infatti, veniva applicata la tariffa D3, indipendentemente dal fatto che il contratto di fornitura di energia elettrica riguardasse l'abitazione di residenza anagrafica. A causa di ciò, alcuni operatori non erano in grado di fornire i dati distinti per potenza impegnata relativamente ai clienti con potenza superiore a 3 kW, che venivano attribuiti tutti, indistintamente, alla categoria dei clienti non residenti.

Come si vede dalla tavola 2.17, l'80,1% dei clienti domestici è residente e consuma l'88,4% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie. I clienti non residenti sono il 19,9% e la quota dei loro prelievi è pari all'11,6% del totale. La maggior parte delle famiglie ha un contratto con potenza impegnata compresa tra 1,5 e 3 kW: questa fascia rappresenta l'88,5% di tutti gli utenti domestici (divisi tra residenti, per il 72,2%, e non residenti, per il 16,3%). I volumi di elettricità prelevati da tali famiglie rappresentano l'81% del totale (anche qui divisi tra residenti, per il 73,6%, e non residenti, per il 7,4%).

Il secondo valore di potenza più diffuso tra le famiglie è quello tra 3 e 4,5 kW, che incide per il 5,6% dei punti di prelievo e per l'8,7% 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 3,8% delle famiglie italiane e assorbe il 7,2% di tutta l'energia distribuita al settore domestico.

I consumi elettrici delle famiglie italiane che emergono dai dati della distribuzione sono piuttosto contenuti: il 53,5% dei clienti domestici si colloca nella fascia di consumo annuo che non supera la soglia dei 1.800 kWh (Tav. 2.18) e preleva circa un quarto di tutta l'elettricità distribuita (26,2%). Le famiglie con consumo annuo superiore a 1.800 kWh sono il 46,5% del totale e prelevano il 73,8% dell'energia. Tra i residenti le famiglie nella fascia di consumo annuo fino a 1.800 kWh hanno un'incidenza inferiore, costituendo il 46,4% dei punti di prelievo e il 24,1% dei volumi, mentre tra i non residenti rappresentano l'82,2% delle utenze e il 42,2% dei volumi.

TAV. 2.18 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2019 per fascia di consumo e residenza anagrafica (volumi distribuiti in GWh, clienti (punti di prelievo) in migliaia e prelievo medio in kWh)*

CLIENTI PER CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
RESIDENTI			
Fino a 1.800 kWh	12.474	10.966	1.138
Oltre 1.800 kWh	39.201	12.692	3.089
TOTALE RESIDENTI	51.676	23.659	2.184
NON RESIDENTI			
Fino a 1.800 kWh	2.861	4.839	591
Oltre 1.800 kWh	3.925	1.046	3.754
TOTALE NON RESIDENTI	6.787	5.884	1.153
TUTTI I CLIENTI			
Fino a 1.800 kWh	15.336	15.805	970
Oltre 1.800 kWh	43.127	13.738	3.139
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.462	29.543	1.979

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il prelievo medio delle famiglie italiane che, come visto in precedenza, è complessivamente pari a 1.979 kWh, presenta una rilevante differenziazione tra quello dei clienti residenti, che ammonta a 2.184 kWh, e quello dei clienti non residenti, che è ovviamente inferiore e pari a 1.153 kWh. Il dettaglio dei prelievi distinti tra clienti residenti e non, suddivisi per classi di potenza e fasce di consumo, si osserva nella tavola 2.19.

TAV. 2.19 Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2019 per classe di potenza e per fascia di consumo (volumi distribuiti in GWh, clienti (punti di prelievo) in migliaia e prelievo medio in kWh)

CLIENTI PER CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	RESIDENTI			NON RESIDENTI		
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Fino a 1,5 kW	93	122	760	76	300	253
Fino a 1.800 kWh	56	108	514	65	296	220
Oltre 1.800 kWh	37	14	2.675	10	4	2.783
Da 1,5 a 3 kW	43.064	21.337	2.018	4.304	4.807	895
Fino a 1.800 kWh	11.853	10.462	1.133	2.442	4.162	587
Oltre 1.800 kWh	31.211	10.875	2.870	1.862	645	2.888
Da 3 a 4,5 kW	4.296	1.295	3.317	797	365	2.185
Fino a 1.800 kWh	365	259	1.406	182	200	907
Oltre 1.800 kWh	3.932	1.036	3.795	615	164	3.744
Da 4,5 a 6 kW	3.238	786	4.120	942	337	2.798
Fino a 1.800 kWh	182	126	1.444	150	163	920
Oltre 1.800 kWh	3.056	660	4.632	791	173	4.572
Da 6 a 10 kW	568	84	6.724	266	48	5.524
Fino a 1.800 kWh	14	8	1.664	15	13	1.140
Oltre 1.800 kWh	554	76	7.276	251	35	7.134
Da 10 a 15 kW	249	25	10.079	163	18	9.172
Fino a 1.800 kWh	3,1	1,6	1.919	4,5	2,9	1.519
Oltre 1.800 kWh	246	23	10.655	159	15	10.683
Oltre 15 kW	167	9	18.606	240	11	21.961
Fino a 1.800 kWh	1,7	0,6	3.045	2,9	1,2	2.402
Oltre 1.800 kWh	166	8	19.648	237	10	24.402
TOTALE DOMESTICI	51.676	23.659	2.184	6.787	5.884	1.153

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella classe di potenza più piccola (fino a 1,5 kW) la numerosità dei clienti non residenti (300.000 punti di prelievo) è più che doppia rispetto a quella dei residenti (122.000 punti). I prelievi, invece, risultano specularmente più elevati per le abitazioni di residenza (93 GWh) rispetto a quelli dei clienti non residenti (76 GWh). In questa classe ricade verosimilmente gran parte delle cosiddette "seconde case", per le quali è sufficiente un basso livello di

potenza e i consumi sono piuttosto ridotti; pertanto, i consumi medi dei residenti, pari a 760 kWh, sono molto più elevati di quelli dei non residenti, pari a 253 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 2.018 kWh dei clienti residenti si confrontano con gli 895 kWh dei non residenti. Nella classe 3-4,5 kW il consumo medio dei residenti è pari a 3.317 kWh, mentre quello dei non residenti è di 2.185 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 4.120 kWh, a fronte dei 2.798 kWh dei non residenti.

Come si è visto poco sopra, la seconda classe di potenza (1,5-3 kW) è quella che raccoglie la stragrande maggioranza delle famiglie italiane (88,5% degli utenti). Nell'ambito di tale classe di potenza, per i residenti la fascia di consumo oltre i 1.800 kWh è quella predominante in termini di prelievi effettuati (72,5%), mentre per i non residenti è la fascia fino a 1.800 kWh quella più importante in termini di volumi prelevati (56,7%). Tenendo conto di questi dati, emerge sostanzialmente che in Italia le famiglie residenti consumano in media 2.870 kWh, mentre quelle non residenti consumano in media 587 kWh all'anno. Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tab. 2.20), come per gli anni scorsi il 45,5% dei volumi distribuiti nel 2019 ha interessato la clientela allacciata in media tensione, il 19,3% quella allacciata in alta e altissima tensione e il restante 35,1% quella in bassa tensione. Quest'ultima tipologia, pur assorbendo solo un terzo dei volumi, riguarda ben il 98,6% dei punti di prelievo.

TAV. 2.20 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2019 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi distribuiti in GWh e consumo medio in kWh)*

LIVELLO DI TENSIONE E TIPO DI UTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI CON MISURATORE PROGRAMMATO ORARIO ^(A)	PUNTI DI IMMISSIONE ^(B)
Bassa tensione	73.847	7.146.149	745.658	11.101
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	0	4	0	0
Punti di emergenza	2	3	1	0
Illuminazione pubblica	4.797	277.193	11.016	245
Altri usi	69.048	6.868.949	734.641	10.856
Media tensione	95.712	101.570	101.436	6.764
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	114	26	25	0
Punti di emergenza	388	240	239	1
Illuminazione pubblica	293	997	948	19
Altri usi	94.917	100.307	100.224	6.744
Alta e altissima tensione	40.640	1.003	1.003	687
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	5.190	307	307	0
Punti di emergenza	576	16	16	0
Illuminazione pubblica	-	-	-	-
Altri usi	34.873	680	680	687
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	210.198	7.248.722	848.097	18.552

(A) La colonna riporta il numero di punti di prelievo attivi al 31 dicembre 2018 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.

Rispetto al 2018 i punti non domestici serviti sono diminuiti di circa 78.000 unità (-1,1%), mentre i volumi distribuiti sono rimasti quasi identici; di conseguenza il volume medio unitario si è attestato a 28.998 kWh, valore che supera dell'1,1% quello dello scorso anno (28.668 kWh). L'incremento dei prelievi *pro capite* è stato determinato essenzialmente dall'alta e altissima tensione che, nonostante la diminuzione del 5,4% nel numero dei clienti rispetto al 2018, ha registrato consumi in crescita del 4,6%. L'utenza allacciata in media e bassa tensione è diminuita rispetto al 2018 di circa l'1% sia in termini di consumi, sia in termini di punti di prelievo.

Dei 7,2 milioni di utenti serviti in bassa tensione solo il 6,7% ha installato un misuratore elettronico programmato orario, mentre le utenze servite in media o alta tensione sono quasi completamente dotate di tale strumento. Il 58% dei punti allacciati in alta o altissima tensione è costituito, in realtà, da "produttori puri", nel senso che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari. Tale percentuale si riduce al 5% nel caso delle utenze in media tensione.

La distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici – altri usi allacciati in bassa tensione, suddivisa per livello di potenza (Tav. 2.21), mostra che il 46,8% di tale utenza ha una potenza impegnata fino a 3 kW e prelievi pari al 5,2%. La classe di potenza più rilevante in termini di punti serviti (17,3%) è quella che va da 4,5 a 6 kW; la classe di potenza più rilevante in termini di prelievi, invece, è quella oltre i 50 kW: essa assorbe il 26,6% dell'energia, nonostante comprenda solo l'1,4% degli utenti. Tuttavia, le classi di potenza più importanti per questo tipo di clientela sono quelle da 6 a 30 kW: insieme comprendono il 27,5% dei punti e il 45,5% dei prelievi.

TAV. 2.21 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici – altri usi allacciati in bassa tensione nel 2019 per livello di potenza (volumi distribuiti in GWh e consumo medio in kWh)*

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Fino a 1,5 kW	824	1.435.987	574
Da 1,5 kW a 3 kW	2.807	1.775.355	1.581
Da 3 kW a 4,5 kW	1.341	367.227	3.651
Da 4,5 kW a 6 kW	5.131	1.191.620	4.306
Da 6 kW a 10 kW	7.845	880.221	8.912
Da 10 kW a 15 kW	9.908	624.921	15.855
Da 15 kW a 30 kW	13.652	382.501	35.693
Da 30 kW a 42 kW	5.882	79.577	73.918
Da 42 kW a 50 kW	3.321	36.518	90.946
Oltre 50 kW	18.336	95.022	192.967
TOTALE ALTRI USI IN BT	69.048	6.868.949	10.052

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

Si illustrano di seguito i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. 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 dai 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 nella presente analisi, 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 clienti¹⁷. I valori relativi alle connessioni degli utenti passivi, infine, sono stati raccolti da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Relativamente alle richieste di connessione in alta o altissima tensione, nell'anno 2019 Terna ha ricevuto 1.037 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 57,8 GW e, con riferimento a esse, nello stesso anno ha messo a disposizione 633 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 30,9 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 78 giorni lavorativi. In corso d'anno sono stati accettati 329 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza complessiva di circa 12,9 GW. Per uno solo di questi, corrispondente a una potenza di 86 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni tecniche minime di dettaglio (STMD) e successivamente, entro la data del 31 dicembre 2019, è stata realizzata e attivata la corrispondente connessione.

Lo scorso anno anche le imprese distributrici e-distribuzione ed Edyna hanno ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti di alta tensione. Più precisamente, Edyna ha ricevuto una sola richiesta di connessione in alta tensione per una potenza pari a 10 MW. Complessivamente, nel 2019 sono state presentate 194 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di circa 3,7 GW; a fronte di tali richieste, le imprese distributrici hanno messo a disposizione in corso d'anno 95 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 2,2 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 63 giorni lavorativi. Tra i preventivi messi a disposizione, 50 di essi, corrispondenti a una potenza di poco meno di 1 GW, sono stati accettati nell'anno 2019; per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD. Pertanto, anche nel 2019 (come già nei due anni precedenti) le imprese di distribuzione non hanno effettuato alcuna connessione in alta tensione di impianti di produzione di energia elettrica che hanno presentato richiesta di allacciamento nel medesimo anno.

Per quanto concerne le richieste di connessione attive alle reti in media e in bassa tensione, nel 2019 le imprese distributrici¹⁸ hanno ricevuto poco più di 40.600 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 6,4 GW. In relazione a queste ultime, le imprese distributrici hanno messo a disposizione nell'arco dell'anno poco meno di 35.900 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 4,3 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 17 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 36 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 56 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

¹⁷ Tutte le imprese distributrici con più di 100.000 clienti (AcegasApsAmga, Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Inrete, Ireti, Megareti, SET Distribuzione e Unareti) entro aprile 2020 hanno inviato all'Autorità le informazioni, con riferimento all'anno 2019, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

¹⁸ 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 2018 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

Su tutti i preventivi messi a disposizione nell'anno, ne sono stati accettati poco più di 31.200, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,9 GW.

In relazione alle richieste pervenute nel 2019, sono state realizzate nell'anno poco più di 20.000 connessioni, corrispondenti a poco meno di 0,3 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 17 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹⁹;
- 56 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi²⁰,

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a 8 giorni lavorativi.

TAV. 2.22 *Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento (numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi)*

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI		TEMPO MEDIO ^(A)	
	2018	2019	2018	2019
Bassa tensione	229.331	231.597	4,6	6,6
Media tensione	1.290	1.409	9,6	12,3
TOTALE	230.621	233.006	5,7	7,9

(A) 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.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, nel 2019 (Tav. 2.22) i dati raccolti mostrano che sono state effettuate 233.000 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 76% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 7,9 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è stato pari a 6,6 giorni lavorativi. Un po' più lungo (12,3 giorni lavorativi) è risultato il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione.

I dati evidenziano un maggior numero di richieste rispetto al 2018 (quando erano state circa 231.000, cioè l'1% in meno), ma, al contempo, un netto peggioramento dei tempi di allacciamento: nel 2018 per ottenere una connessione passiva sulla rete in bassa o in media tensione erano necessari mediamente 5,7 giorni lavorativi, mentre nel 2019 si è registrato un allungamento di 2,2 giorni lavorativi, il 39% di tempo in più. 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. L'allungamento dei tempi si è manifestato soprattutto per i clienti in bassa tensione che nel 2019 hanno ottenuto l'allacciamento con due giorni lavorativi di ritardo (in media) rispetto al 2018: l'attesa è, quindi, cresciuta del 43%. Anche gli utenti in media tensione hanno sperimentato una maggiore lentezza: a fronte dei 9,6 giorni necessari nel 2018, nel 2019 hanno ottenuto l'allacciamento mediamente in 12,3 giorni (+29% di tempo).

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

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

Ciascun distributore ha effettuato in media 1.849 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (45 soggetti), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 2.877.

Nel 2019 Terna non ha connesso in alta e altissima tensione nessun nuovo cliente passivo.

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, nel Mercato infragiornaliero e nel Mercato dei prodotti giornalieri – e Mercato a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, infine, raccoglie le offerte sul Mercato per il servizio di dispacciamento 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 fra di esse. 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 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.

A partire dal 1° gennaio 2019 è stata semplificata la mappa delle zone geografiche di scambio: sono stati eliminati i poli di produzione limitata di Monfalcone, Foggia, Brindisi e Priolo, mentre gli impianti a essi afferenti sono stati inclusi nelle zone geografiche di competenza (come ha stabilito la delibera 12 luglio 2018, 386/2018/R/eel). Inoltre, a partire dal 28 dicembre 2019, è entrata in esercizio la nuova interconnessione tra Italia e Montenegro con allocazione esplicita della capacità di trasporto.

A febbraio 2015 è stato avviato il *Multi-Regional Coupling* (MRC) sulla frontiera Nord con Francia, Austria e Slovenia. L'MRC è un processo di *market coupling* che introduce modelli di asta implicita a sostituzione delle aste esplicite giornaliere, coordinando allocazione della capacità e vendita di energia, quindi facilitando l'integrazione dei vari mercati grazie a uno sfruttamento ottimale della capacità di interconnessione (*Net Transfer Capacity* – NTC) e all'annullamento di flussi antieconomici²¹. Nell'assetto antecedente l'avvio del *market coupling* la capacità di interconnessione sulle predette frontiere veniva assegnata mediante asta esplicita giornaliera e solo gli operatori con capacità allocata potevano presentare offerte nell'MGP. Il *market coupling* ha unificato questi due passaggi, annullando di fatto i possibili flussi antieconomici che sorgevano a causa del mancato coordinamento tra l'allocazione della capacità e la vendita dell'energia elettrica nel mercato *day-ahead*.

21 Ore in cui il flusso avviene dalla zona più costosa a quella meno costosa, cioè in direzione opposta a quella che suggerirebbe il differenziale di prezzo.

Il Mercato infragiornaliero (MI) è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). Come l'MGP, anche l'MI è un mercato zonale. A partire da gennaio 2011 esso si articola in sessioni discrete²² con orari di chiusura progressivi. Nel corso del 2015 le tempistiche delle sessioni dell'MI sono state riviste in seguito allo spostamento del *gate closure* dell'MGP dalle 9:15 alle 12:00²³ ed è stata aggiunta una sessione. Dal 1° febbraio 2017 l'MI si compone di sette sessioni (MI1, MI2, MI3, MI4, MI5, MI6, MI7), strutturate ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale²⁴; anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori. A partire da giugno 2016, inoltre, le sessioni MI2 e MI6 sono gestite in coordinamento con le due corrispondenti sessioni di mercato infragiornaliero della Slovenia, nell'ambito del progetto *intraday market coupling*, che ha consentito di efficientare l'allocazione della capacità transfrontaliera sul confine sloveno, mediante il passaggio da aste di allocazione esplicita ad altre di allocazione implicita entro le sessioni del Mercato infragiornaliero gestite dal GME.

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

Il Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, 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. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in sei sotto-fasi²⁵ di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5, MSD6), che si svolgono in concomitanza con le sessioni dell'MI a valle della pubblicazione degli esiti nell'MGP (12:55 del giorno antecedente quello di consegna), mentre l'MB è organizzato in sei sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione²⁶. Gli operatori presentano le proprie offerte sull'MSD1, che Terna può accettare in tutto l'MSD *ex ante*, e nella prima sessione dell'MB, e possono successivamente modificarle a partire dalla seconda sessione dell'MB. La modalità di contrattazione nell'MSD è un'asta discriminatoria, ovvero le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*).

22 Cioè non in negoziazione continua.

23 Il *gate closure* dell'MGP è stato spostato più a ridosso del giorno di consegna con l'obiettivo di unificare le tempistiche con quelle dei mercati europei accoppiati attraverso il *market coupling*.

24 Chi acquista deve pagare il "corrispettivo di non arbitraggio", che corrisponde al differenziale tra il prezzo zonale dell'MI e il PUN, pagando di fatto il PUN a valle di questo corrispettivo.

25 Anche per l'MSD l'organizzazione delle sessioni è stata rivista nel corso del 2015 e nel 2017 sono state aggiunte due nuove sotto-fasi.

26 La prima sessione dell'MSD *ex ante* è l'unica a svolgersi durante il D-1 (giorno antecedente quello di consegna), seguita da un alternarsi di sessioni nell'MB e nell'MSD *ex ante* durante il giorno di consegna, con la differenza che quelle nell'MB si chiudono più a ridosso delle ore di consegna rispetto a quelle nell'MSD *ex ante*.

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 solo 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"²⁷.

Nel novembre 2008, Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX – *Italian Derivatives Energy Exchange*), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il PUN. In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009 di riforma del mercato elettrico, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX.

Nel novembre 2019, il GME ha proposto al Ministero dello sviluppo economico la cessazione dell'operatività della piattaforma Contratti derivati elettrici (CDE) a seguito dell'eliminazione da parte di Borsa Italiana, previa consultazione degli operatori e a valle dell'approvazione della Consob, dell'opzione di consegna fisica nei contratti conclusi nel mercato finanziario dei derivati elettrici. Con il decreto del 12 dicembre 2019, il Ministero dello sviluppo economico, dopo aver ricevuto il parere positivo dell'Autorità²⁸, ha approvato la proposta di modifica del GME con decorrenza dal 1° gennaio 2020. 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, poi, 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) e, fino alla fine del 2019, venivano registrati i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE per i quali l'operatore avesse richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico sottostante il contratto stesso²⁹.

Nel mese di luglio 2019, infine, l'Autorità ha espresso parere favorevole³⁰ alle proposte di modifica del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) e della Disciplina MGAS, predisposte dal GME, ritenendole funzionali all'introduzione, nei mercati elettrici MGP, MI e nel mercato del gas naturale MP-GAS, di un'unica garanzia a copertura dell'esposizione netta maturata dall'operatore sui citati mercati.

Scambi nel mercato del giorno prima

Nel 2019, rimane stabile la quantità di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 295,8 TWh (+0,1% rispetto al 2018), con puntuali rialzi a gennaio (+2,7%) e luglio (+3,6%). Più in dettaglio, si osserva su base annua

27 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.

28 Espresso con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019/I/com.

29 Per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla Relazione annuale del GME e al Rapporto di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine e dei servizi di dispacciamento pubblicato dall'Autorità.

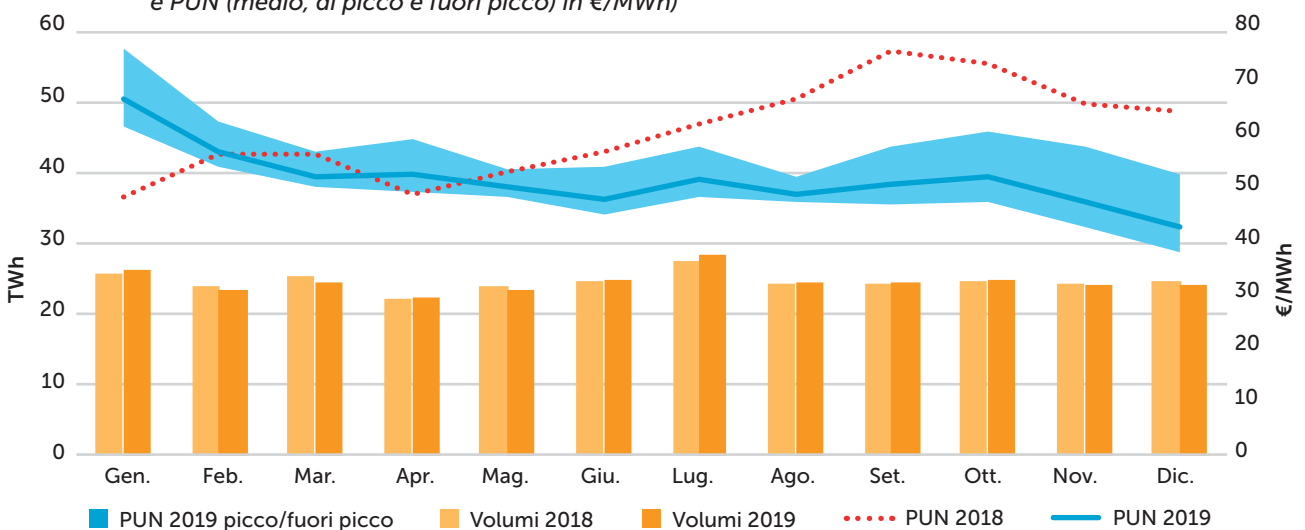
30 Con delibera 16 luglio 2019, 309/2019/I/com.

un netto aumento della domanda estera (+38,6%) e un modesto aumento della domanda nella sola zona del Sud (+1,7%), mentre si confermano i livelli dello scorso anno in Sardegna (-0,4%), al Centro-Sud (-0,5%) e al Centro-Nord (+0,2%), con lievi cali in tutte le altre zone. A fronte di una domanda complessivamente stabile (+0,2%), i volumi offerti rimangono anch'essi prossimi al livello del 2018 (-0,8%), registrando lievi riduzioni in tutte le zone tranne al Centro-Sud, dove invece si registra un significativo rialzo (+12,8%). Si osserva, inoltre, un calo delle importazioni (-6,1%) e un aumento delle esportazioni, al secondo valore più alto di sempre (6,8 TWh, +82,6%).

Per quanto riguarda la composizione degli scambi per tecnologia, i volumi venduti dagli impianti termici si attestano sul 62% (+1% rispetto al 2018), sottendendo forti riduzioni per gli impianti a carbone e olio combustibile nel Nord, Sud e Centro-Sud e aumenti in tutto il continente per gli impianti a gas naturale; si conferma anche la quota venduta complessivamente da impianti rinnovabili (38%, l'1% in meno rispetto al 2018), con un netto calo nelle sole vendite degli impianti solari del Centro-Nord (-27%).

In calo, sebbene rimanga leggermente positivo, è l'aumento dei volumi scambiati direttamente in borsa (213 TWh, +0,1%), pari al 72% degli scambi totali su MGP; tale liquidità è stata favorita in vendita dalle esportazioni (+82,6%) e in acquisto dagli operatori non istituzionali (+9%); in calo sono i volumi acquistati da Acquirente unico (-1,6%), che soddisfa l'intero suo fabbisogno in borsa. Rimangono stabili i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (82,6 TWh, -0,1%).

FIG. 2.7 *Andamento mensile del PUN e dei volumi complessivamente scambiati nel Sistema Italia (volumi in TWh e PUN (medio, di picco e fuori picco) in €/MWh)*



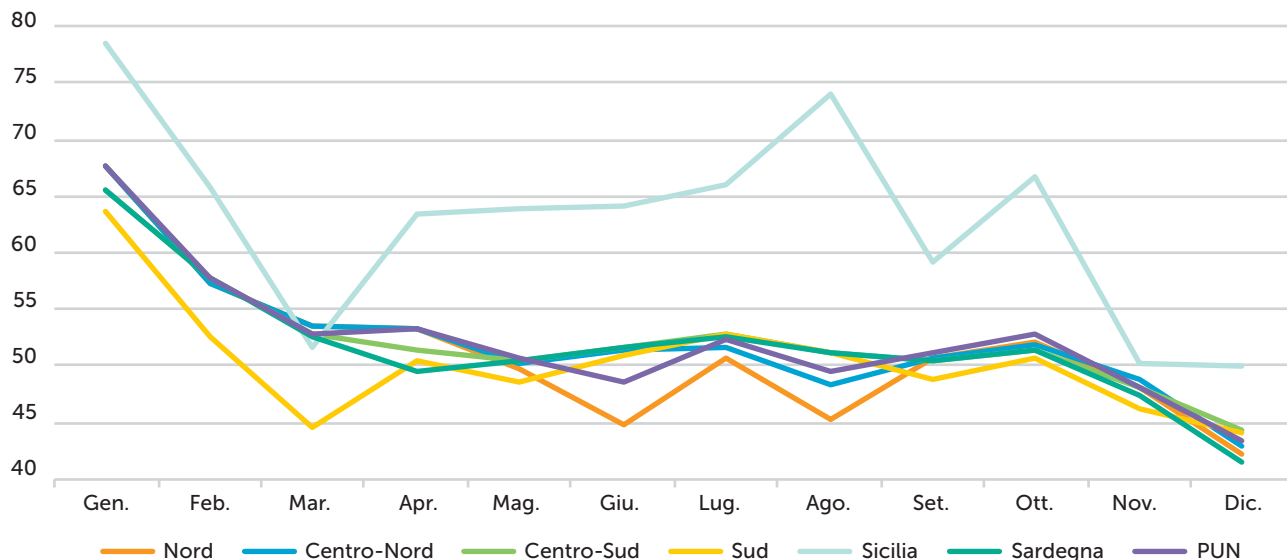
Fonte: GME.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2019 risulta pari a 52,32 €/MWh (Fig. 2.7), in ribasso rispetto allo scorso anno (-14,7%), seppure in linea con l'andamento delle quotazioni delle principali borse elettriche europee (Fig. 2.9). Tale calo riflette i minori costi della materia prima gas (16,28 €/MWh, -34%) in parte compensati dal significativo aumento dei prezzi dei permessi di emissione di CO₂ (+56%). La suddetta dinamica risulta omogenea in tutti i gruppi di ore: 59,12 €/MWh (-14%) nelle ore di picco³¹, 50,57 €/MWh (-14%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 46,63 €/MWh (-16%) nei giorni festivi. Rimane, quindi, sostanzialmente stabile la

³¹ Le ore di picco riguardano i soli giorni lavorativi e sono comprese tra le 8:00 e le 20:00, ovvero i periodi rilevanti da 9 a 20.

dinamica giornaliera dei differenziali di prezzo relativi tra diversi gruppi di ore, che registra una lieve riduzione del differenziale nelle ore del mattino, compensata da un altrettanto lieve aumento del differenziale nelle ore serali.

FIG. 2.8 Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2019 (in €/MWh)



Fonte: GME.

L'evoluzione dei prezzi a livello zonale si caratterizza per ribassi sul 2018 compresi tra il 10% e il 16%, con valori attestatisi tra i 50 €/MWh della zona del Sud, che si conferma per l'undicesimo anno consecutivo la zona con il prezzo più basso, e i 63 €/MWh della Sicilia, che registra, invece, il prezzo zonale più alto (Fig. 2.8) per il tredicesimo anno consecutivo. La Sicilia continua, inoltre, a subire un incremento del suo differenziale di prezzo con il Nord (11,5 €/MWh contro i 7-8 €/MWh del biennio precedente), mentre rimane inferiore a 1 €/MWh il differenziale tra la Sardegna e il Nord.

Nel suo terzo anno di piena operatività, il mercato dei prodotti giornalieri registra 1.049 transazioni (-56% rispetto al 2018), per un totale di 701 GWh (-78%) scambiati, con profilo prevalentemente *baseload* (99%). Gli scambi sono concentrati nei primi tre trimestri dell'anno e meno dell'1% dei volumi risulta acquistato da Acquirente unico; nei due anni precedenti, Acquirente unico è stato, invece, la principale controparte in acquisto. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri sulla tipologia *baseload* si riduce a 0,10 €/MWh (-0,08 €/MWh), senza particolari variazioni infra-annuali.

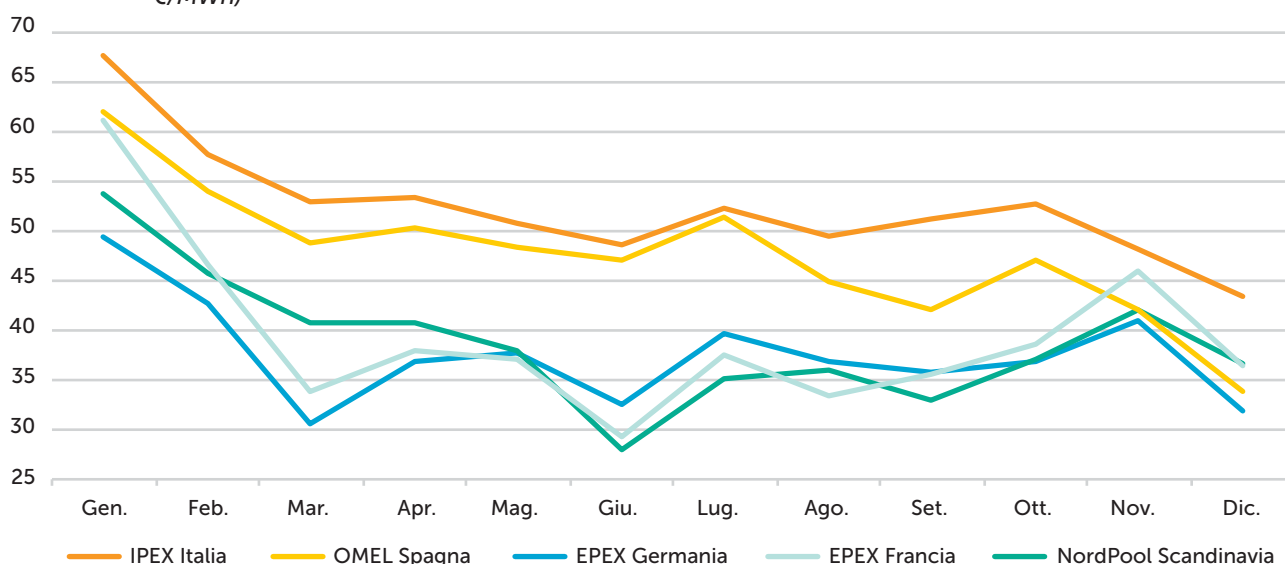
Confronti internazionali e scambi alla frontiera

Anche sul mercato europeo si osserva un ribasso del prezzo dell'energia elettrica, che si distribuisce sostanzialmente in due macro-regioni: una regione settentrionale, composta dalla Francia, dai paesi scandinavi e dalla Germania, con prezzi intorno ai 39 €/MWh, e una fascia mediterranea, comprendente Italia, Spagna e Slovenia, con prezzi tra i 48 e i 52 €/MWh. In particolare, i meccanismi di *coupling* hanno consentito il sostanziale allineamento³²

³² L'allineamento viene inteso come un differenziale di prezzo inferiore a 1 €/MWh nella singola ora tra le seguenti frontiere: Nord-Francia, Francia-Germania, Germania-Area Scandinava.

dei prezzi delle due macro-regioni in 102 ore (+24 rispetto al 2018), concentrate nell'ultima parte dell'anno e, a differenza dell'anno precedente, distribuite nel corso dell'intera giornata. Relativamente alla frontiera italiana settentrionale, lo stesso meccanismo di *coupling* ha allocato mediamente ogni ora una capacità di 2,8 GWh in import (-71 MWh rispetto al 2018) e 1,2 GWh in export (+130 MWh); in particolare, la quota di capacità totale allocata in asta implicita risulta circa il 90% sulle frontiere francese e austriaca (Fig. 2.9).

FIG. 2.9 *Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2019 (valori medi baseload, in €/MWh)*



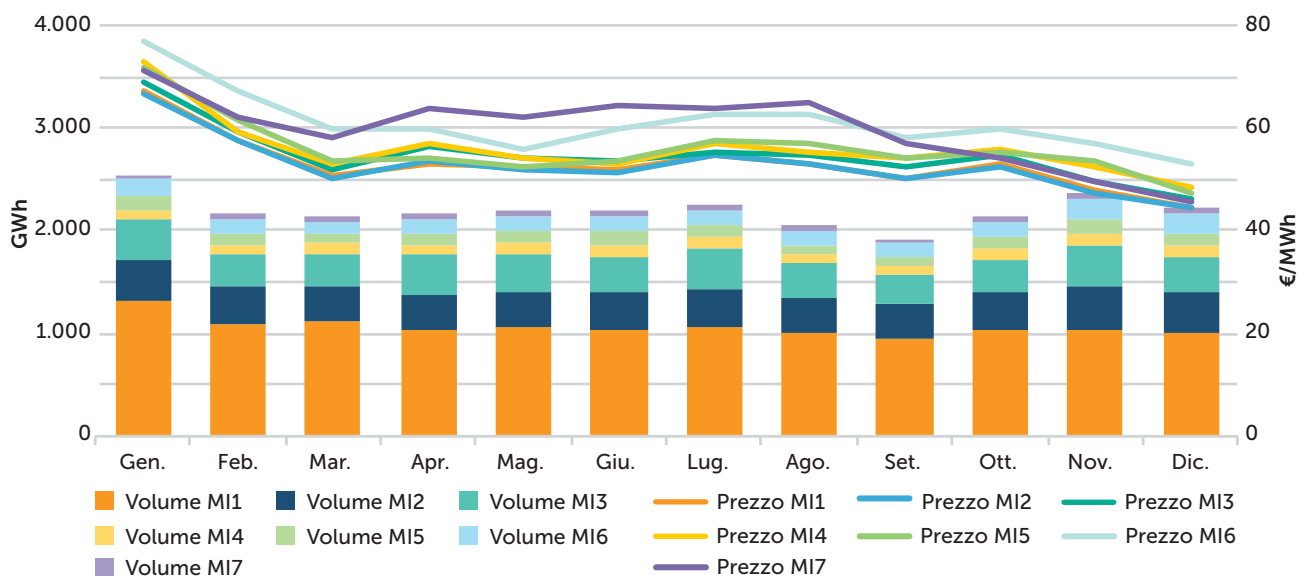
Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle Borse elettriche europee.

Esiti del mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati nel 2019 sul mercato infragiornaliero (26,4 TWh) risultano in crescita rispetto all'anno precedente (+1 TWh, +4%). Sebbene la netta maggioranza dei volumi sia stata scambiata nelle prime tre sessioni (81%), in particolare su MI1 (48%), si osserva che il maggior aumento percentuale rispetto al 2018 si è registrato per le sessioni comprese tra MI3 e MI7, con una maggior preferenza a scambiare a ridosso del tempo reale. I prezzi registrati rimangono fortemente correlati ai valori del mercato del giorno prima, sia in termini temporali sia zonali; in particolare, si registrano prezzi medi mensili³³ al ribasso da un massimo di 66-76 €/MWh di gennaio fino a un minimo di 44-52 €/MWh di dicembre. I prezzi delle prime tre sessioni risultano tra loro fortemente allineati, mentre le sessioni MI6 e MI7 hanno registrato differenziali medi di prezzo fino al 23% nei mesi compresi tra aprile e agosto. Anche su base zonale i prezzi riflettono le dinamiche di MGP, registrando il prezzo medio³⁴ più basso nella macro-zona Sud (52 €/MWh) e quello più alto in Sicilia (71 €/MWh).

³³ I valori si riferiscono alle medie dei prezzi nelle sole zone nazionali.

³⁴ I valori si riferiscono al prezzo medio delle sette sessioni.

FIG. 2.10 Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione del MI nel 2019 (in GWh e €/MWh)

Fonte: GME.

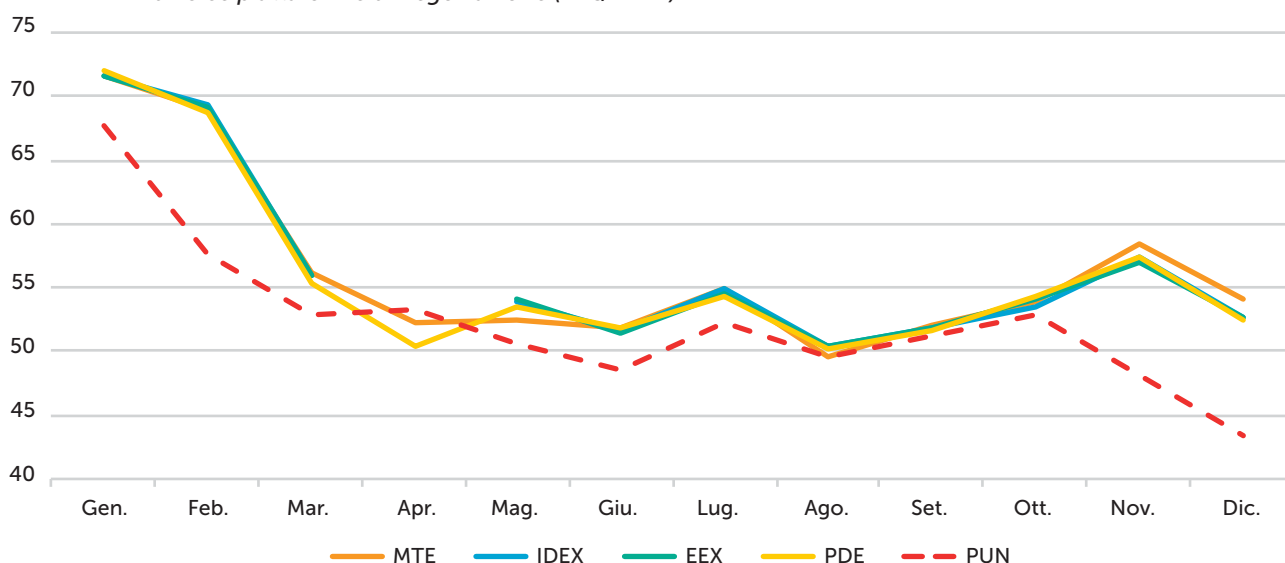
Esiti del mercato a termine dell'energia elettrica

Sul mercato a termine gestito dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, è stato scambiato nel 2019 un totale di 1,6 TWh, in crescita rispetto al 2018 (+38%) (Tav. 2.23). Considerando la tipologia dei prodotti scambiati, si conferma una preferenza per il profilo *baseload* (94%, +3%), mentre diminuisce la durata dei contratti, con maggiori scambi per i prodotti con scadenza mensile (44%, +9%) rispetto a quelli con scadenza trimestrale (36%) e annuale (20%). Mediamente si sono registrati sedici abbinamenti al mese, che risultano maggiormente concentrati nei mesi di marzo e maggio. Per il quinto anno consecutivo non si registra alcuna transazione bilaterale a soli fini di *clearing*. Osservando 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 2019 prezzi compresi tra 49 €/MWh (agosto) e 71 €/MWh (gennaio). Tale andamento risulta in linea con la tendenza registrata nel corso dell'anno dal sottostante PUN, il cui maggior distacco si presenta negli ultimi due mesi dell'anno, in corrispondenza dei maggiori ribassi di quest'ultimo (Fig. 2.11).

TAV. 2.23 Volumi scambiati sul mercato a termine dal 2013

DURATA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	VAR. 2019/2018	QUOTA
CONTRATTI (MW)	2.171	2.944	1.004	411	518	391	596	52%	145%
<i>Baseload</i>	679	2.829	899	323	449	357	561	57%	94%
<i>Peakload</i>	1.492	115	105	88	69	34	35	3%	6%
VOLUMI (GWh)	7.996	18.402	5.087	1.069	1.356	1.191	1.641	38%	100%
<i>Baseload</i>	3.618	18.356	5.007	1002	1.335	1.155	1.602	39%	98%
<i>Peakload</i>	4.379	46	79	67	21	36	38	6%	2%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME.

FIG. 2.11 Prezzi medi nel 2019 del prodotto baseload di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione (in €/MWh)

Fonte: GME.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), altresì conosciuti come “certificati bianchi”, introdotto con il decreto 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, che per i primi anni è stata in capo all’Autorità e, a partire dal 2013, è stata invece assegnata al GSE. Il decreto interministeriale 11 gennaio 2017, in vigore dal successivo 4 aprile, ne ha ulteriormente modificato le regole attuative, oltre a definire nuovi obblighi di risparmio sino al 2020.

Nel periodo in esame, il decreto interministeriale 10 maggio 2018 ha, inoltre, integrato e modificato il decreto del 2017, introducendo, tra l’altro, rilevanti novità per quanto riguarda le modalità di raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico assegnati ai soggetti obbligati (ovvero i distributori che, alla data del 31 dicembre antecedente di due anni a ciascun obbligo, abbiano connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali). In particolare, è stata introdotta la possibilità, per i soggetti obbligati, di ottemperare parte dei propri obblighi anche mediante l’acquisizione di certificati bianchi non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, i cosiddetti TEE virtuali; ciò nel rispetto di alcune condizioni dettate dallo stesso decreto interministeriale 10 maggio 2018, che ha affidato al GSE il compito di definire un’apposita guida operativa (da approvarsi da parte del Ministero dello sviluppo economico) e modalità relative alla corresponsione delle somme necessarie (da sottoporre all’approvazione dell’Autorità).

Altra rilevante modifica è costituita dalla fissazione del *cap* al contributo tariffario riconosciuto ai distributori adempienti, pari a 250 €/TEE, che ha comportato la necessità di rivedere la regolazione in merito da parte dell’Autorità, come si è dato conto nel Volume 2 della *Relazione Annuale 2019*.

TAV. 2.24 *Esiti della contrattazione dei certificati bianchi nel 2019 (quantità di TEE e prezzi in €/TEE)*

TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Gennaio	286.854	259,59	298.612	227,82
Febbraio	192.731	259,98	121.881	251,26
Marzo	139.412	260,02	108.750	248,27
Aprile	353.838	259,94	182.122	226,23
Maggio	409.999	259,67	812.220	253,27
Giugno	250.540	259,96	138.637	240,86
Luglio	308.387	260,00	200.162	218,83
Agosto	54.063	260,06	94.468	253,87
Settembre	309.170	260,03	334.196	240,97
Ottobre	254.957	260,05	179.475	232,60
Novembre	152.512	261,16	272.666	253,40
Dicembre	143.013	260,67	122.701	251,92
TOTALE	2.855.476	260,00	2.865.890	242,86

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME.

Rimandando ai dati pubblicati dal GME per maggiori dettagli, la quantità di TEE attestanti risparmi energetici effettivamente conseguiti scambiata nel 2019 (sul mercato o tramite accordi bilaterali) è risultata di circa 5,7 milioni di TEE (Tav. 2.24), in ulteriore calo rispetto all'anno precedente, quando erano stati scambiati circa 7,9 milioni di TEE (quantità che, a sua volta, aveva fatto registrare una brusca diminuzione rispetto al 2017). Ciò è avvenuto per effetto sia della minore disponibilità di TEE emessi nei confronti dei soggetti volontari, sia della minore volatilità dei prezzi, che ha ostacolato la compravendita dei TEE a mero scopo speculativo. A differenza degli anni scorsi, le quantità annuali di TEE scambiate sul mercato e quelle tramite accordi bilaterali sono state confrontabili tra loro. Solo una piccola parte dei TEE (poco più di 140.000 TEE) scambiati tramite accordi bilaterali, infine, è stata scambiata a prezzi compresi nelle fasce rilevanti ai fini della definizione del contributo tariffario (ai sensi della regolazione introdotta nel mese di settembre 2018). La scarsità di TEE rispetto agli obblighi di risparmio energetico definiti dalla normativa ha fatto sì che per l'anno d'obbligo 2018 (il cui termine è avvenuto nel mese di maggio 2019) i distributori abbiano sfruttato, per la prima volta, la possibilità di ottemperare a parte del proprio obiettivo ricorrendo ai TEE virtuali ora istituiti. In particolare, il Gestore dei servizi energetici ha reso noto che sono stati richiesti ed emessi allo scopo circa 1,7 milioni di TEE "virtuali".

Mercato finale della vendita

La tavola 2.25 riporta il numero di operatori presenti³⁵ nelle tre articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, mercato libero e salvaguardia) e lo confronta con il numero di rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas.

³⁵ 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.

I soggetti presenti nella vendita di energia elettrica nel 2019 sono risultati 123 nel mercato di maggior tutela, 3 nella salvaguardia e 723 nel mercato libero. Le imprese del mercato libero che hanno risposto all'Indagine sul 2019 sono 551, cioè il 76% di quelle presenti nel mercato, e hanno comunicato in 74 casi di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto del fatto che molti soggetti vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, il totale delle imprese operanti nel mercato finale della vendita elettrica non può essere calcolato come somma dei soggetti operanti nei tre segmenti.

TAV. 2.25 Imprese di vendita di energia elettrica nel 2019

MERCATO	VENDITORI ^(A)	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVI
Servizio di maggior tutela	123	123	-
Servizio di salvaguardia	3	3	-
Vendita ai clienti liberi	723	551	74

(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.

Nel 2018 i venditori presenti erano 127 nella maggior tutela, 2 nella salvaguardia e 635 nel mercato libero (di cui 58 inattivi). Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è, quindi, diminuito di quattro unità rispetto al 2018, quale esito di operazioni societarie di cessione dell'attività. Al contrario – e come di consueto – il numero delle imprese di vendita di energia elettrica nel mercato libero è invece decisamente aumentato (di 88 unità). Il *trend* di espansione dei venditori perdura pressoché ininterrottamente dal 2008 (si vedano anche la tavola 2.41 e la figura 2.21).

La ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2019 (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 e di salvaguardia, i grossisti e venditori sul mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 91% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2019³⁶, 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.

I risultati dell'Indagine mostrano che nel 2019 sono stati venduti al mercato finale 256 TWh a poco meno di 37 milioni di clienti (Tav. 2.26). Rispetto al 2018 il consumo totale di energia elettrica è rimasto sostanzialmente stabile, con una lieve flessione verso il basso (-0,1%), mentre i consumatori sono aumentati dello 0,4%.

³⁶ Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola 2.26 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. 2.26 *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		
	2018	2019	VARIAZIONE	2018	2019	VARIAZIONE
Mercato di maggior tutela	45.273	40.648	-10,2%	19.705	17.607	-10,6%
Domestico	30.660	27.982	-8,7%	16.660	14.969	-10,1%
Non domestico	14.613	12.666	-13,3%	3.046	2.638	-13,4%
Mercato di salvaguardia	4.269	3.643	-14,7%	80	76	-5,6%
Mercato libero	206.844	211.831	2,4%	17.019	19.254	13,1%
Domestico	26.581	30.102	13,2%	12.821	14.590	13,8%
Non domestico	180.262	181.729	0,8%	4.198	4.664	11,1%
MERCATO FINALE	256.386	256.123	-0,1%	36.805	36.937	0,4%

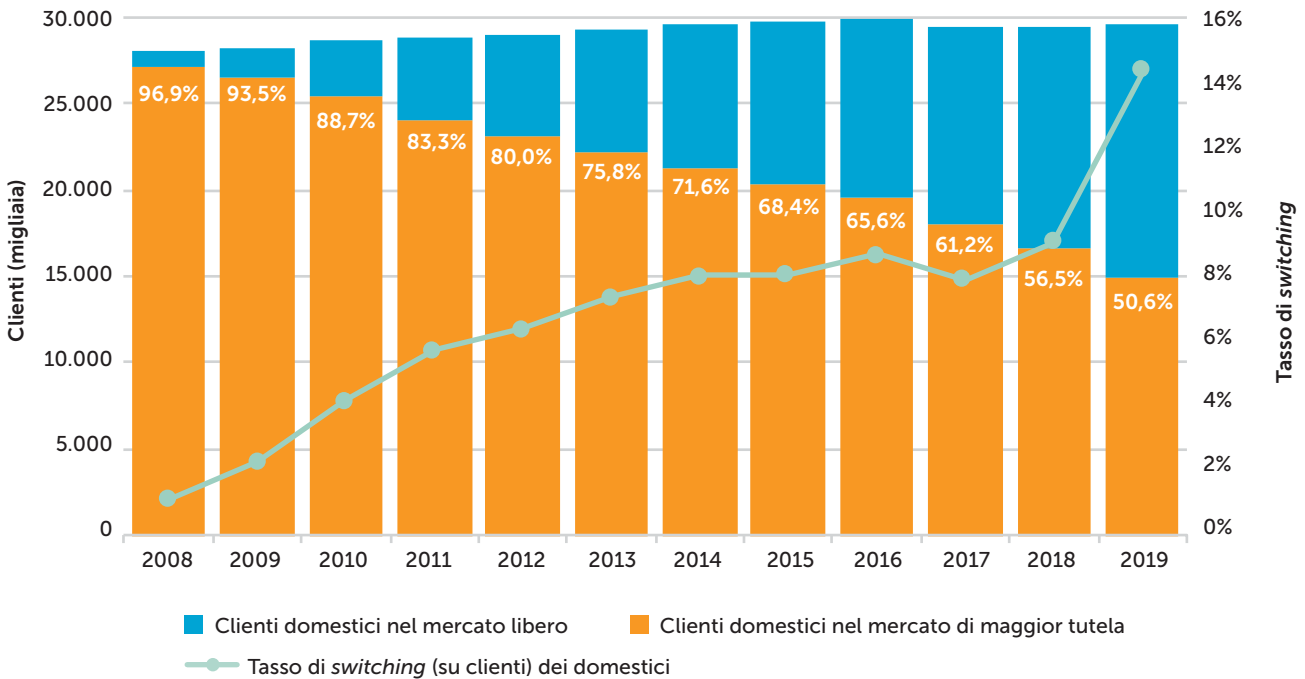
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La contrazione dei consumi è avvenuta a carico del settore non domestico, mentre i consumi delle famiglie hanno sostanzialmente tenuto; viceversa, l'incremento dei clienti è stato percentualmente più elevato nel settore non domestico rispetto a quello domestico. Come succede ormai da tempo, il servizio di maggior tutela ha perso ulteriore terreno a vantaggio del mercato libero. Nel 2019, inoltre, anche il servizio di salvaguardia ha subito un ulteriore e deciso ridimensionamento.

Più precisamente, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 58,1 TWh contro i 57,2 TWh del 2018, quindi con un aumento dello 0,6%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è diminuita dello 0,3%, essendo scesa a 198 TWh dai precedenti 199 TWh.

Nel 2019 il numero di clienti domestici è risultato pari a 29,6 milioni, di cui 15 serviti nella maggior tutela e 14,6 nel mercato libero (Fig. 2.12). In un contesto di crescita complessiva (+78.000 punti di prelievo domestici rispetto al 2018), prosegue il percorso di spostamento dei consumatori verso il mercato libero: infatti, a fronte di 1 milione e 690.000 punti di prelievo domestici persi nel mercato tutelato rispetto al 2018, quello libero ne ha guadagnati 1 milione e 768.000. Le famiglie che acquistano energia sul mercato libero sono cresciute del 13,2%, mentre quelle servite in maggior tutela sono diminuite dell'8,7%. Valutando le quote dei due mercati in termini di numerosità dei clienti si osserva che nel 2019 il mercato libero ha raggiunto il 49,4%. Come illustrato nella figura 2.12, a dodici anni di distanza dalla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta il 1° luglio 2007, il servizio di maggior tutela serve ancora poco più di metà della clientela domestica.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.869 kWh/anno contro 2.063 kWh/anno. Questo differenziale, tuttavia, si sta riducendo nel tempo: nel 2019 è sceso a 194 kWh, risultando, quindi, dimezzato rispetto ai 414 kWh di cinque anni prima. Questo perché all'inizio dell'apertura del mercato i primi consumatori domestici a spostarsi nel libero sono stati quelli caratterizzati da ampi consumi, mentre via via che il passaggio al libero si completa si spostano anche le famiglie con i consumi più contenuti.

FIG. 2.12 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008 (migliaia di clienti e tassi di switching in percentuale)

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Se oltre al settore domestico consideriamo anche i clienti non domestici in bassa tensione serviti nella maggior tutela, possiamo vedere che i volumi intermediati nel servizio di tutela rappresentano ormai una quota piuttosto piccola, il 16%, dell'intero mercato elettrico italiano (ma serve il 47,7% dei punti di prelievo totali). La contrazione del servizio di tutela è andata a vantaggio del mercato libero, nel quale nel 2019 è stato venduto l'83% di tutta l'energia elettrica acquistata in Italia (e che ha servito il 52,1% dei punti di prelievo). La sezione della salvaguardia, anch'essa in diminuzione, nel 2019 vale l'1,4% dei volumi di vendita e lo 0,2% dei punti di prelievo. In un mercato finale che complessivamente si è ridotto di 0,3 TWh rispetto al 2018, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 9,3 TWh (-10,2% rispetto al 2018), il mercato libero ha guadagnato 9,7 TWh rispetto all'anno precedente (+2,4%), mentre nel regime di salvaguardia le vendite sono calate del 14,7% (-0,7 TWh).

Il numero dei consumatori complessivo è aumentato nel 2019 di 132.000 unità, portandosi a 36,9 milioni: la maggior tutela ha perso poco più di 2 milioni di punti, i clienti del servizio di salvaguardia si sono ridotti di altre 4.000 unità, mentre nel mercato libero i clienti sono cresciuti di 2 milioni e 235.000 punti rispetto al 2018.

Analizzando il mercato della vendita finale sotto il profilo della tensione (Tav. 2.27), si osserva che anche nel 2019 il 51% dell'energia è stato venduto a clienti allacciati in bassa tensione, il 38% 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. Tali quote sono molto stabili nel tempo.

TAV. 2.27 *Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

TENSIONE	2018				2019			
	MAGGIOR TUTELA	SALVAGUARDIA	MERCATO LIBERO	TOTALE	MAGGIOR TUTELA	SALVAGUARDIA	MERCATO LIBERO	TOTALE
VOLUMI								
Bassa tensione	45.273	1.424	84.287	130.984	40.648	1.360	89.273	131.282
Domestico	30.660		26.581	57.241	27.982	-	30.102	58.084
Non domestico	14.613	1.424	57.706	73.743	12.666	1.360	59.171	73.198
Media tensione	-	2.592	96.249	98.840	-	2.121	96.241	98.361
Alta/altissima tensione	-	253	26.308	26.561	-	162	26.317	26.480
TOTALE	45.273	4.269	206.844	256.386	40.648	3.643	211.831	256.123
PUNTI DI PRELIEVO								
Bassa tensione	19.705	75	16.906	36.686	17.607	71	19.151	36.828
Domestico	16.660	-	12.821	29.481	14.969	-	14.590	29.559
Non domestico	3.046	75	4.085	7.205	2.638	71	4.561	7.269
Media tensione	-	5,7	112	118	-	5,4	102	108
Alta/altissima tensione	-	0,03	1,0	1,0	-	0,03	1,0	1,0
TOTALE	19.705	80	17.019	36.805	17.607	76	19.254	36.937

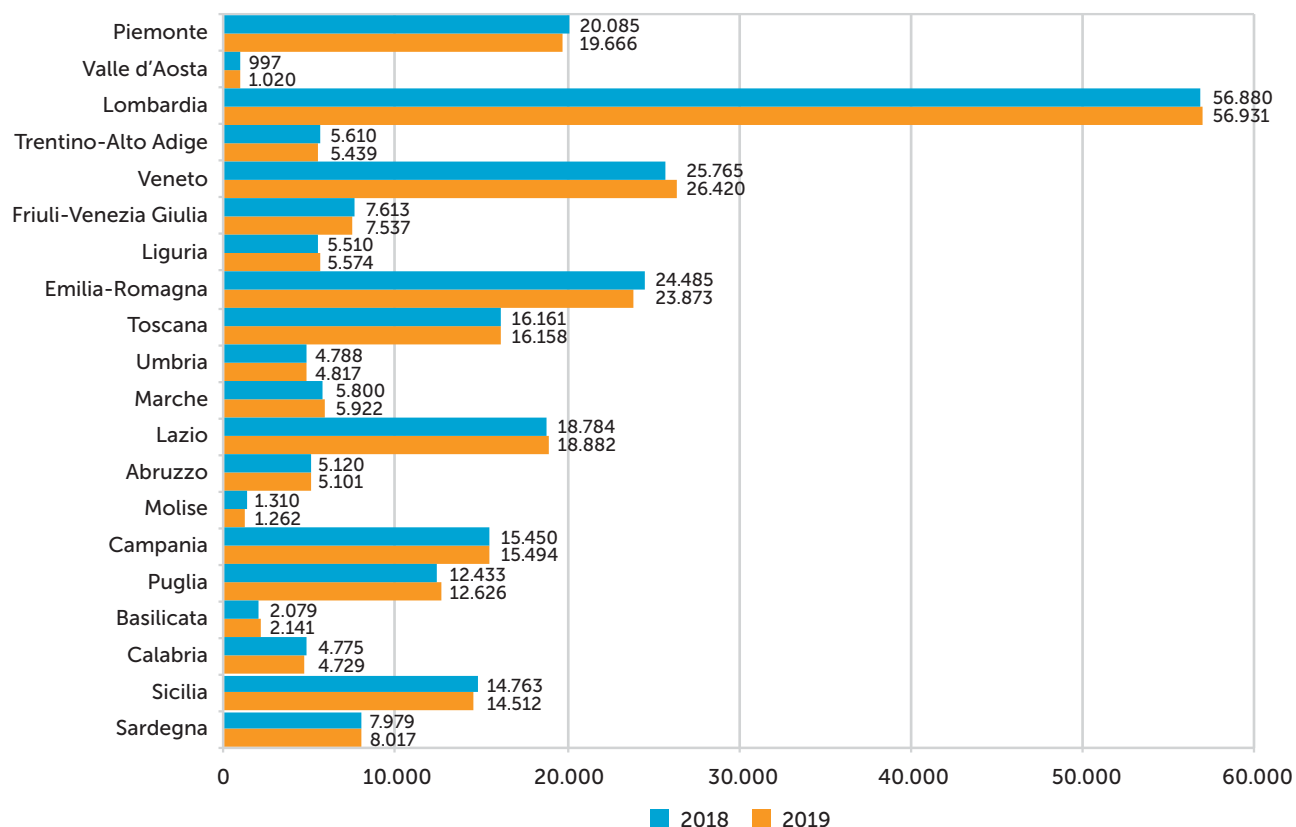
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Viceversa, è più variabile la composizione degli acquisti tra i diversi mercati: nel 2019 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 31% dell'energia nel mercato di maggior tutela, l'1% tramite il servizio di salvaguardia e il 68% nel mercato libero. La porzione del mercato di maggior tutela è ovviamente più elevata (48%) se all'interno della bassa tensione si considerano i soli clienti domestici. I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno, infatti, acquisito solo il 17% dell'energia nel mercato di maggior tutela, il 2% in salvaguardia e l'81% nel mercato libero. Non vi sono, ovviamente, clienti allacciati in media o in alta tensione serviti dalla maggior tutela. La quota di energia fornita in regime di salvaguardia è più elevata nel caso dei clienti connessi in media tensione (2,2%), rispetto ai clienti in alta o altissima tensione (0,6%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (99,4%), che fornisce anche il 97,8% dell'elettricità utilizzata dai clienti in media tensione.

Nessun mutamento eclatante rispetto al 2018 si evidenzia nella distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Fig. 2.13): la Lombardia rimane la regione con i consumi marcatamente più elevati e più che doppi rispetto al Veneto, seconda regione con i consumi più elevati. Seguono – con valori consistenti – l'Emilia-Romagna, il Piemonte e il Lazio. In percentuale, il 22% di tutta l'energia venduta nel mercato finale italiano viene

acquistato in Lombardia, il 10% in Veneto, il 9% in Emilia-Romagna, l'8% in Piemonte, il 7% in Lazio, il 6% in Toscana, Campania e Sicilia, il 5% in Puglia e il 3% o meno nelle restanti undici regioni.

FIG. 2.13 Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione (in GWh)



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

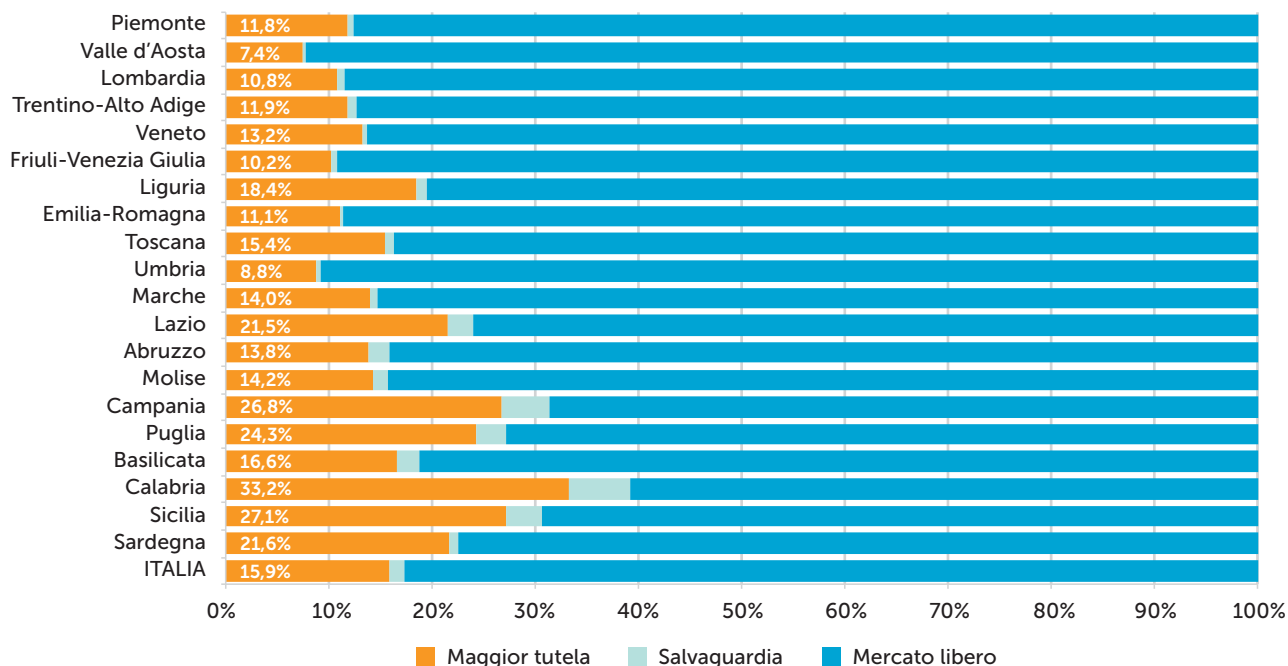
In otto regioni si è verificato un incremento nei consumi, in sette regioni si registra una perdita, mentre in quattro territori i consumi sono rimasti pressoché invariati rispetto al 2018. Le riduzioni più marcate si osservano in Molise (-3,7%), in Trentino-Alto Adige (-3%), in Emilia-Romagna (-2,5%) e in Piemonte (-2,1%); all'opposto, gli aumenti più elevati si registrano in Basilicata (3%), Veneto (2,5%), Valle d'Aosta (2,3%) e Marche (2,1%), mentre una sostanziale stabilità si evidenzia per Lombardia, Toscana, Campania e Sardegna. Occorre, tuttavia, ricordare che la percentuale di variazione nei volumi di vendita regionali potrebbe in parte risentire della composizione dei venditori che rispondono alle varie edizioni dell'Indagine (e soprattutto della loro localizzazione geografica).

La ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale (Fig. 2.14), pur vedendo la parte del mercato libero che cresce dappertutto di anno in anno, si presenta relativamente simile al 2018: la porzione di energia acquistata nel mercato libero risulta più ampia nelle regioni centro-settentrionali, mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale (pari al 15,9% nella maggior tutela, all'1,4% nella salvaguardia e all'82,7% nel mercato libero).

In particolare, Valle d'Aosta, Umbria, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna e Lombardia risultano i territori con le quote di mercato libero più elevate (circa sei punti percentuali o più sopra la media nazionale). Le regioni in cui la quota del mercato libero ha raggiunto o superato l'80% nel 2019 sono divenute 14, mentre nel 2018 erano

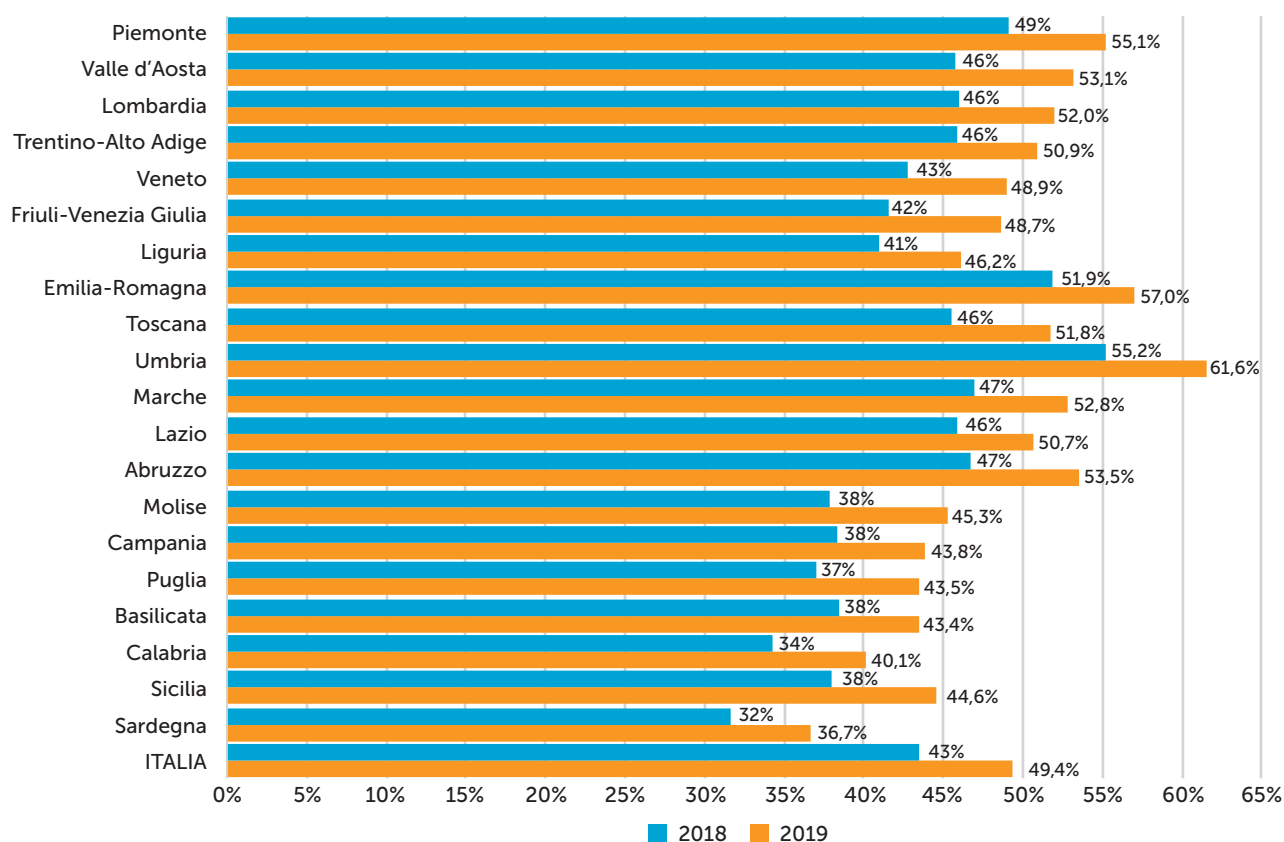
11: le tre regioni in più rispetto al 2018 sono il Molise, dove la quota del mercato libero è passata dal 76% all'84%, la Basilicata, dove è salita dal 79% all'81%, e la Liguria, passata dal 78% all'80,5%. La regione Calabria mantiene, all'opposto, il primato di regione italiana con la più bassa percentuale di apertura del mercato, quest'anno pari al 60,8%, seppure in lieve e costante crescita (era al 59,2% nel 2018). Percentuali ridotte si riscontrano anche in Sicilia (69,3%) Campania (68,6%) e Puglia (72,9%).

FIG. 2.14 Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione e per tipologia di mercato nel 2019: ripartizione percentuale dei volumi venduti nei tre mercati



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Interessante è, infine, osservare la diffusione del mercato libero tra le famiglie nelle diverse regioni (Fig. 2.15). 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 un notevole incremento rispetto al 2018 in tutto il territorio nazionale. Nel 2018 le regioni in cui più della metà delle famiglie acquistava elettricità nel mercato libero erano solo due: l'Umbria (55%) e l'Emilia-Romagna (52%). Nel 2019 il numero di regioni con oltre il 50% delle famiglie che compra l'energia elettrica nel mercato libero è salito a 10. Oltre all'Umbria (in cui nel frattempo la quota è salita al 62%) e all'Emilia-Romagna (passata al 57%), si sono aggiunte anche Piemonte, con il 55%, Abruzzo, Valle d'Aosta e Marche, tutte al 53%, Lombardia e Toscana, al 52%, Trentino-Alto Adige e Lazio, con il 51%.

FIG. 2.15 Famiglie servite nel mercato libero per regione: quota di clienti domestici serviti nel mercato libero sul totale dei clienti domestici

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2019 (Tav. 2.28) presenta alcune novità rispetto all'anno precedente per l'avvicendamento dei venditori dalla quarta posizione in avanti. Non sono cambiate, infatti, le prime tre posizioni rispetto al 2018.

L'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, come sempre, resta il gruppo Enel, anche quest'anno con una quota in discesa al 36% (era al 37,6% nel 2018), ma comunque sempre largamente distanziata dal secondo gruppo. Al secondo posto si trova il gruppo Edison, con una quota complessiva del 5,4%, in aumento rispetto al 4,9% del 2018, grazie alla netta crescita delle vendite nella media e nell'alta tensione. Anche il gruppo Hera ha mantenuto nel 2019 la terza posizione, con una quota in crescita al 4,9% rispetto al 4,3% del 2018, principalmente realizzata nel settore domestico e nei clienti dell'alta tensione. Le novità nella classifica del 2019 riguardano, invece, la quarta e la sesta posizione, nelle quali si trovano gli stessi gruppi del 2018, ma in posizione invertita: il gruppo A2A, che nel 2018 era al sesto posto, è salito al quarto, viceversa il gruppo Eni era al quarto posto ed è sceso al sesto. È rimasto in quinta posizione, invece, il gruppo Axpo. Hanno guadagnato diverse posizioni, inoltre, i gruppi E.ON, Alperia, Egea ed Engie, mentre in discesa risultano i gruppi Iren, Duferco, CVA e Repower.

Il gruppo Enel mantiene la sua posizione nel mercato totale innanzitutto grazie alla sua sostanziale dominanza nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione: poco più di metà di questo mercato – il 50,7%, per la precisione – è, infatti, servito da Enel, mentre Hera ed Eni, in seconda e terza posizione, possiedono quote assai distanti (rispettivamente del 4,2% e del 3,7%). Dal 2016, inoltre,

il gruppo Enel mantiene saldamente la prima posizione anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, che aveva perso nel 2013.

TAV. 2.28 *Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2019 (in GWh)*

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	POSIZIONE NEL 2018
		BT	MT	AT/AAT		
Enel	38.955	27.602	20.844	4.898	92.299	1°
Edison	1.155	2.344	6.635	3.626	13.760	2°
Hera	1.760	3.772	6.711	302	12.544	3°
A2A	1.548	3.293	5.751	792	11.384	6°
Axpo Group	75	1.899	5.196	3.893	11.063	5°
Eni	3.719	1.190	4.682	874	10.465	4°
Green Network	290	1.347	3.041	2.729	7.407	7°
E.ON	462	2.321	3.959	356	7.099	11°
Iren	1.373	1.938	2.778	301	6.389	8°
Acea	1.918	1.773	2.127	275	6.093	10°
Duferco	77	799	1.831	3.263	5.970	9°
Alperia	331	1.150	3.394	220	5.094	15°
Egea	78	1.176	3.118	183	4.555	16°
CVA	121	1.290	2.622	99	4.131	12°
RepowerAG	0	2.022	1.997	67	4.086	14°
Engie	437	160	1.387	2.033	4.017	22°
Dolomiti Energia	641	1.483	1.597	36	3.757	17°
Sorgenia	288	1.356	1.383	32	3.058	19°
Agsm Verona	297	1.003	1.611	101	3.012	23°
Nova Coop S.C.	147	976	1.658	8	2.790	21°
Altri operatori	4.412	14.306	16.039	2.393	37.150	-
TOTALE OPERATORI	58.084	73.198	98.361	26.480	256.123	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La crescita delle vendite del gruppo A2A, complessivamente pari al 26%, è avvenuta principalmente nel segmento non domestico e, in particolare, nelle vendite ai clienti non domestici in bassa tensione. Viceversa, il gruppo Eni ha perso molto terreno tra i clienti non domestici, specialmente quelli in alta tensione, mentre ha accresciuto le proprie vendite tra le famiglie; nel complesso, comunque, i quantitativi di energia elettrica che ha venduto nel 2019 risultano inferiori del 5% rispetto a quelli del 2018.

Nel 2019 il livello di concentrazione del mercato totale è lievemente diminuito: quasi tutte le misure normalmente utilizzate per misurarlo, infatti, registrano un miglioramento rispetto al 2018. Il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso al 46,3% delle vendite complessive, mentre era al 46,8% nel 2018. Anche

l'indice HHI è diminuito a 1.465 da 1.557 nel 2018, rientrando appena al di sotto della 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, però, divenuto pari a 13, mentre nel 2018 era pari a 14.

Nel 2019 il 67% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel (70% nel 2018); con una quota del 6,4%, il secondo gruppo è Eni, mentre Acea ha mantenuto la terza posizione con il 3,3%. Complessivamente, i primi cinque operatori (oltre a quelli già citati, Hera e A2A) detengono l'82,5% del settore domestico (l'84,7% nel 2018). Anche nel caso delle vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 37,7% (in discesa rispetto al 39,3% dell'anno precedente), rimane ben distanziata dal 5,2% del secondo in classifica, che è il gruppo Hera (in seconda posizione anche nel 2018). Seguono A2A con il 4,5%, che nel 2018 era in quarta posizione, Edison (in terza posizione nel 2018) ed E.ON (all'undicesimo posto nel 2018), entrambi con il 3,2%.

Nel 2019 il gruppo Edison, che tradizionalmente inseguiva l'*incumbent*, ha mantenuto la quinta posizione nel *mass market* che, come detto, è il segmento formato dalle famiglie e dai clienti non domestici alimentati in bassa tensione; nelle vendite ai clienti non domestici allacciati in alta e altissima tensione Edison è tornato in terza posizione (era quarto l'anno precedente) con una quota del 13,7%, così come è rimasto al terzo posto, con una quota del 6,7%, per i clienti in media tensione.

Nel segmento della media tensione, il gruppo Hera ha mantenuto la seconda posizione con il 6,8%. In quarta posizione si trova il gruppo A2A, con il 5,8% (era sesto nel 2018), e in quinta posizione è rimasto il gruppo Axpo con il 5,3%. Il gruppo Eni, che nel 2018 era al quarto posto con una quota del 5,2%, nel 2019 è sceso al sesto con il 4,8%.

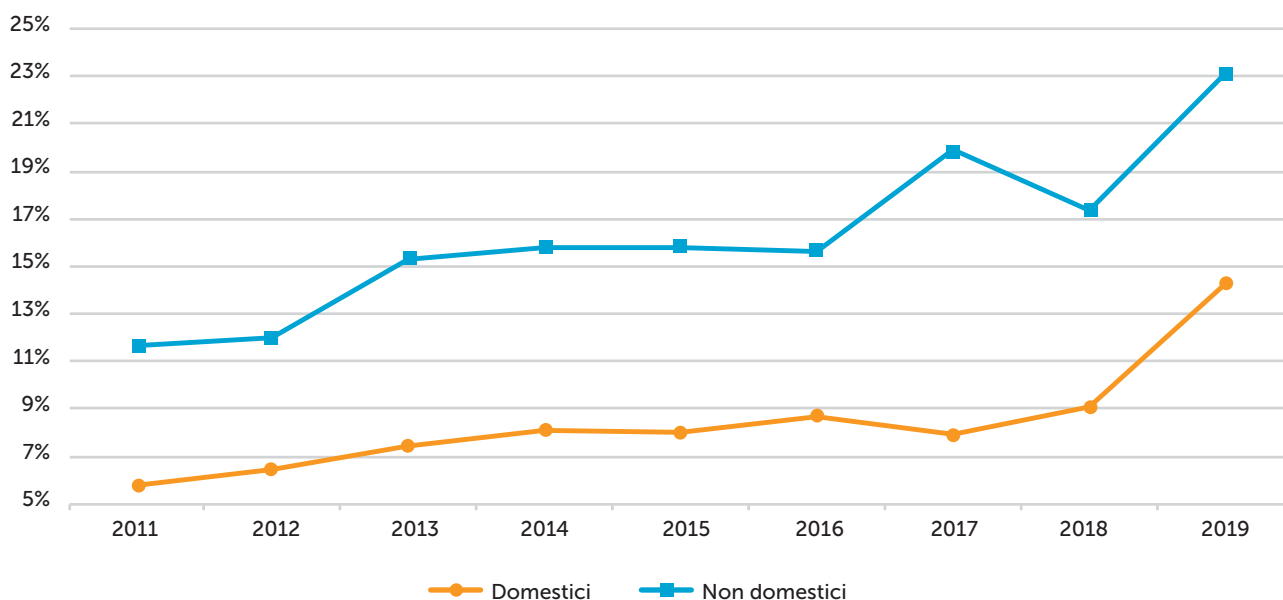
Nelle vendite a clienti in alta o altissima tensione, dopo Enel il secondo gruppo è divenuto Axpo, con una quota non troppo distante dall'*incumbent*: 14,7% contro il 18,5% di Enel. Nel 2018 il gruppo Axpo era terzo con il 12,6%. È sceso in quarta posizione il gruppo Duferco, con una quota del 12,3% (nel 2018 era secondo con il 13,8%), seguito da Green Network (10,3%).

In base all'indicatore C5, pari al 45,9%, il segmento della vendita a clienti non domestici in media tensione è quello meno concentrato, grazie a una presenza relativamente ridotta del gruppo Enel (21,2%), seguita dai successivi quattro gruppi, tutti molto vicini, con quote intorno al 6%. In ordine di grado di concentrazione si situano, poi, il segmento non domestico in bassa tensione (che presenta un C5 del 53,7%) e, infine, il mercato non domestico in alta e altissima tensione (con un C5 del 69,5%).

TAV. 2.29 Tassi di switching del settore elettrico per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2018		2019	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	10,2%	9,1%	16,9%	14,3%
Non domestico:	28,5%	17,3%	31,6%	23,1%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	27,9%	17,1%	35,2%	23,1%
- media tensione	36,5%	31,7%	33,3%	28,6%
- alta e altissima tensione	9,9%	21,6%	21,2%	23,1%
TOTALE	24,6%	10,7%	28,4%	16,1%

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

FIG. 2.16 Tassi di switching nel settore elettrico dal 2011

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

Quest'anno, per la prima volta, l'analisi dell'attività di *switching* nel mercato finale comprende dati raccolti presso i distributori di energia elettrica e dati provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito da Acquirente unico. Sulla base di tali fonti, risulta che nel 2019 lo *switching* delle famiglie è significativamente aumentato rispetto all'anno precedente, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia che lo si misuri in termini di volumi (Tav. 2.29). Il 14,3% dei clienti domestici – 4,2 milioni di famiglie – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. I volumi corrispondenti a questa porzione di clienti sono pari al 16,9% circa del totale dell'energia distribuita al settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 9,1% delle famiglie che ha cambiato fornitore nel 2018 corrispondeva al 10,2% dell'energia prelevata. La maggiore vivacità nell'attività di *switching* delle famiglie può essere stata stimolata dall'avvento della completa liberalizzazione del mercato elettrico che, fino a dicembre 2019, era attesa per il 1° luglio 2020 ed è poi stata rinviata al 1° gennaio 2022 dal decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162³⁷. Dopo il rallentamento dell'anno precedente, il primo dal 2011, anche

37 Convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8.

lo *switching* dei clienti non domestici ha evidenziato nel 2019 una nuova ripresa, passando dal 17,3% al 23,1% (Fig. 2.16). Complessivamente, infatti, nel 2019 hanno cambiato fornitore all'incirca 1,7 milioni di punti di prelievo. In termini di volumi sottesi, l'incremento rispetto all'anno precedente è meno elevato, pari a 3,1 punti percentuali. La spaccatura per livello di tensione mostra che la ripresa dell'attività di *switching* dei clienti non domestici è da attribuire innanzitutto ai clienti connessi in bassa tensione, il 23,1% dei quali ha cambiato fornitore nel corso del 2019 (il 6% in più del 2018) e per una quota di volumi sottesi pari al 35,2%. Anche in questo caso, probabilmente, una spinta agli spostamenti può essere derivata, almeno in parte, dal fatto che dal 1° gennaio 2021 le piccole e medie imprese non avranno più diritto di acquistare l'energia nel servizio di tutela.

Nel corso del 2019, comunque, anche gli altri clienti non domestici hanno mantenuto un discreto tasso di spostamento: ha cambiato fornitore, infatti, il 28,6% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia pari al 33,3%) e il 23,1% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca di pari entità. Solo i punti di prelievo in media tensione hanno evidenziato un'attività di *switching* in lieve diminuzione rispetto al 2018.

TAV. 2.30 Tassi di switching nel settore elettrico per regione nel 2019

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	15,2%	18,9%	21,8%	36,1%	16,5%	32,7%
Valle d'Aosta	8,5%	10,3%	9,5%	12,5%	8,7%	12,1%
Lombardia	15,3%	17,8%	23,4%	32,1%	16,8%	29,8%
Trentino-Alto Adige	6,3%	6,8%	15,9%	11,3%	8,5%	10,6%
Veneto	15,2%	17,8%	24,1%	29,1%	16,9%	27,0%
Friuli-Venezia Giulia	15,6%	18,1%	25,5%	23,4%	17,4%	22,7%
Liguria	14,2%	17,4%	23,8%	32,4%	16,1%	28,6%
Emilia-Romagna	13,5%	15,7%	20,1%	24,2%	14,9%	22,6%
Toscana	15,5%	18,5%	25,5%	29,9%	17,7%	27,5%
Umbria	16,3%	19,3%	29,8%	22,3%	19,2%	21,8%
Marche	14,6%	17,5%	26,1%	36,2%	17,1%	32,1%
Lazio	13,1%	15,0%	19,6%	25,8%	14,4%	22,8%
Abruzzo	16,9%	21,5%	31,2%	35,7%	19,5%	32,6%
Molise	17,9%	22,8%	33,2%	33,3%	20,8%	31,2%
Campania	13,7%	15,9%	21,3%	28,0%	15,3%	24,3%
Puglia	14,7%	17,7%	28,0%	44,2%	17,5%	36,1%
Basilicata	12,6%	15,7%	27,4%	53,1%	15,7%	45,5%
Calabria	12,7%	15,5%	22,0%	36,8%	14,4%	28,7%
Sicilia	13,9%	16,4%	22,4%	55,1%	15,5%	41,4%
Sardegna	13,0%	15,5%	22,0%	41,3%	14,7%	33,5%
ITALIA	14,3%	16,9%	23,1%	31,6%	16,1%	28,4%

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

L'acquisizione di dati provenienti dal SII ha permesso, inoltre, di calcolare le varie percentuali di *switching* a livello regionale (Tav. 2.30).

Guardando al numero totale di clienti che hanno cambiato fornitore nel corso dell'anno, si notano tra le regioni percentuali complessive abbastanza uniformi intorno al valore medio nazionale, con qualche eccezione verso il basso (Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta, principalmente) e verso l'alto (Molise, Abruzzo e Umbria). Il Centro risulta essere l'area con il tasso di *switching* leggermente più elevato (16,6%), seguito dal Nord (16%) e dall'area del Sud e delle Isole (15,7%). Anche le famiglie presentano un profilo simile: il Centro è la zona in cui nell'arco del 2019 ha cambiato fornitore la quota di punti di prelievo più elevata (14,7%), seguita dal Nord (14,5%) e dal Sud e Isole (13,8%). Nel caso dei punti di prelievo non domestici, invece, le percentuali si differenziano, poiché in questo caso è il Nord a registrare il tasso di *switching* più basso (22,3%), il Centro mantiene il valore più elevato (24,3%), mentre il Sud registra un tasso intermedio (23,5%).

Servizio di maggior tutela

I consumatori domestici e le piccole imprese³⁸ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero usufruiscono del servizio di maggior tutela. Il servizio 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.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2019 sono stati venduti, a condizioni di maggior tutela, 40,6 TWh a circa 17,6 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2018, i consumi sono scesi di 4,6 TWh (-10,2%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 2,1 milioni di unità (-10,6%) (Tav. 2.31).

Il calo nel numero di punti di prelievo conferma una tendenza in atto da molti anni: il servizio è nato, in via transitoria, al momento della completa apertura del mercato per supportare le famiglie e le piccole imprese che non erano ancora in grado di scegliere un fornitore, e dovrebbe esaurirsi nel tempo, anche in forza di specifiche disposizioni normative in materia. Così, lo scorso anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,7 milioni di clienti domestici (-10,1%) e 0,4 milioni di clienti con altri usi (-13,4%). Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1,3 milioni, -10,2%) è proporzionalmente simile a quella dei non residenti (0,4 milioni, -9,9%).

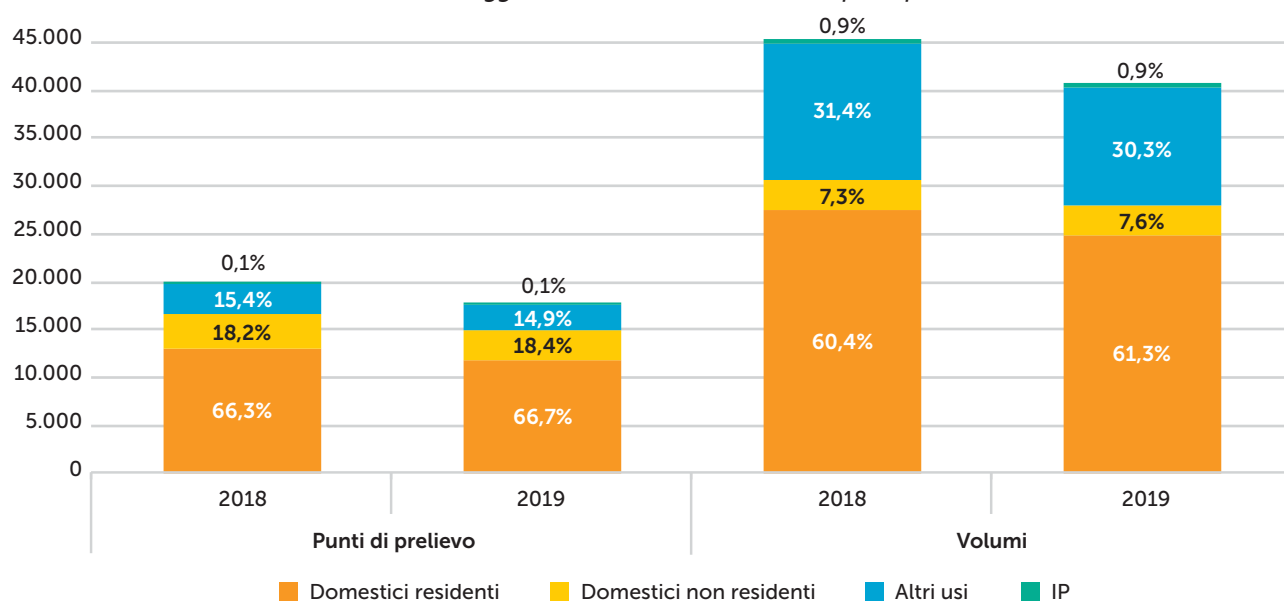
Mentre per i clienti non domestici si registra una riduzione quasi identica nel numero di punti serviti (-13,4%) e nelle quantità vendute (-13,5%), per i domestici si riscontra un lieve aumento dei consumi *pro capite*, che rende la diminuzione delle quantità vendute (-8,7%) più contenuta di quella dei punti serviti (-10,1%). Presenta variazioni più ridotte l'illuminazione pubblica, per la quale si registra una diminuzione del 6,8% nel numero di punti serviti e dell'8,2% nell'energia venduta; occorre comunque considerare che si tratta di un settore di consumo abbastanza marginale. Sono cambiate poco, rispetto al 2018, le quote delle varie categorie sul consumo totale. Il 68,8% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (28 TWh) che, in termini di numerosità (15 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'85% del totale (Fig. 2.17). Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti raggiungono il 78,4% dei punti di prelievo e l'89% dei consumi. Il 91,6% dei residenti ha un contratto con potenza sino a 3 kW.

³⁸ 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 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. 2.31 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		
	2018	2019	VARIAZIONE	2018	2019	VARIAZIONE
Domestici	30.660	27.982	-8,7%	16.660	14.969	-10,1%
Residenti	27.367	24.912	-9,0%	13.073	11.736	-10,2%
Non residenti	3.293	3.070	-6,8%	3.587	3.233	-9,9%
Illuminazione pubblica	391	359	-8,2%	19	18	-6,8%
Altri usi	14.222	12.307	-13,5%	3.026	2.620	-13,4%
Fino a 16,5 kW	7.394	6.385	-13,6%	2.815	2.436	-13,5%
Oltre 16,5 kW	6.828	5.922	-13,3%	212	184	-13,0%
TOTALE	45.273	40.648	-10,2%	19.705	17.607	-10,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.17 Consumi e clienti serviti in maggior tutela nel 2019 (in GWh e quote percentuali)

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel servizio di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme comprendono il 97,3% dei punti di prelievo (Tav. 2.32).

TAV. 2.32 Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2019 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TARIFFA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	748	1,8%	202	1,1%
Bioraria volontaria	12.140	29,9%	2.577	14,6%
Bioraria obbligatoria	561	1,4%	267	1,5%
Multioraria	27.200	66,9%	14.561	82,7%
TOTALE	40.648	100,0%	17.607	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Quasi tutti i clienti domestici (97,2%) usufruiscono della tariffa bioraria obbligatoria (Tav. 2.33), vale a dire della condizione economica che varia per fascia oraria nella giornata e che, a partire dal 1° luglio 2010, viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato; solo l'1,8% dei clienti ha scelto la tariffa bioraria volontaria, quella, cioè, richiesta esplicitamente dai clienti anche prima del 1° luglio 2010; al restante 1% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. Questa ripartizione è sostanzialmente identica a quella dell'anno precedente.

Anche la quota dei clienti non domestici con tariffa monoraria è rimasta sostanzialmente stabile al 2,1%, dopo i forti cali degli anni passati dovuti alla sostituzione dei misuratori tradizionali con gli *smart meter* (nel 2010 la quota dei non domestici – altri usi monorari era ancora pari al 65,9%).

TAV. 2.33 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2019 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Domestici residenti fino a 3 kW	21.137	52,0%	10.756	61,1%
Monoraria	170	0,4%	91	0,5%
Bioraria volontaria	372	0,9%	186	1,1%
Bioraria obbligatoria	20.595	50,7%	10.479	59,5%
Domestici residenti oltre 3 kW	3.775	9,3%	980	5,6%
Monoraria	33	0,1%	8	0,0%
Bioraria volontaria	120	0,3%	32	0,2%
Bioraria obbligatoria	3.622	8,9%	940	5,3%
Domestici non residenti	3.070	7,6%	3.233	18,4%
Monoraria	43	0,1%	46	0,3%
Bioraria volontaria	44	0,1%	46	0,3%
Bioraria obbligatoria	2.983	7,3%	3.142	17,8%
Illuminazione pubblica	359	0,9%	18	0,1%
Monoraria	355	0,9%	18	0,1%
Multioraria	4	0,0%	0	0,0%
Altri usi fino a 16,5 kW	6.385	15,7%	2.436	13,8%
Monoraria	100	0,2%	37	0,2%
Bioraria	12	0,0%	4	0,0%
Multioraria	6.273	15,4%	2.394	13,6%
Altri usi oltre 16,5 kW	5.922	14,6%	184	1,0%
Monoraria	48	0,1%	2	0,0%
Bioraria	12	0,0%	0	0,0%
Multioraria	5.862	14,4%	182	1,0%
TOTALE	40.648	100,0%	17.607	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2019 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.869 kWh/anno (Tav. 2.34), lievemente superiore ai 1.840 kWh registrati nel 2018. Considerando che gran parte (72,2%) dei clienti domestici residenti in maggior tutela ha un contratto con potenza fino a 3 kW, si può individuare il consumo medio delle famiglie italiane in 1.965 kWh/anno, un valore di 19 kWh superiore a quello osservato nel 2018. Più elevato, pari a 3.850 kWh, e anch'esso in lieve aumento, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che l'anno precedente era pari a 3.792 kWh; è leggermente incrementato anche il consumo medio dei non residenti, che è passato dai 918 kWh del 2018 ai 950 kWh del 2019.

TAV. 2.34 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2019 (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
Domestici residenti fino a 3 kW	21.137	75,5%	10.756	71,9%	1.965
0-1.000 kWh	1.185	4,2%	2.219	14,8%	534
1.000-1.800 kWh	4.344	15,5%	3.071	20,5%	1.414
1.800-2.500 kWh	5.286	18,9%	2.475	16,5%	2.136
2.500-3.500 kWh	5.803	20,7%	1.979	13,2%	2.932
3.500-5.000 kWh	3.394	12,1%	838	5,6%	4.049
5.000-15.000 kWh	1.027	3,7%	173	1,2%	5.946
> 15.000 kWh	99	0,4%	1	0,0%	103.769
Domestici residenti oltre 3 kW	3.775	13,5%	980	6,5%	3.850
0-1.000 kWh	32	0,1%	60	0,4%	529
1.000-1.800 kWh	140	0,5%	96	0,6%	1.454
1.800-2.500 kWh	298	1,1%	137	0,9%	2.177
2.500-3.500 kWh	684	2,4%	228	1,5%	3.003
3.500-5.000 kWh	1.028	3,7%	246	1,6%	4.178
5.000-15.000 kWh	1.434	5,1%	207	1,4%	6.924
> 15.000 kWh	160	0,6%	7	0,0%	24.049
Domestici non residenti	3.070	11,0%	3.233	21,6%	950
0-1.000 kWh	756	2,7%	2.317	15,5%	326
1.000-1.800 kWh	606	2,2%	451	3,0%	1.343
1.800-2.500 kWh	401	1,4%	190	1,3%	2.115
2.500-3.500 kWh	397	1,4%	135	0,9%	2.934
3.500-5.000 kWh	322	1,2%	78	0,5%	4.114
5.000-15.000 kWh	406	1,5%	56	0,4%	7.277
> 15.000 kWh	182	0,7%	6	0,0%	32.325
TOTALE DOMESTICI	27.982	100%	14.969	100%	1.869

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Si osserva, inoltre, che nell'ambito dei residenti con potenza fino a 3 kW – che, come detto, rappresentano la categoria più numerosa dei clienti domestici in maggior tutela – la quasi totalità (90,6%) appartiene alle prime quattro classi di consumo: acquista, cioè, al massimo 3.500 kWh/anno. Per quanto riguarda i residenti con potenza superiore a 3 kW, oltre due terzi (69,4%) ricadono nelle tre classi di consumo medio-grandi (da 2.500 a 15.000 kWh/anno); occorre comunque considerare che queste classi rappresentano solo il 4,5% di tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo dei non residenti (perlopiù seconde case), prevalgono bassi consumi unitari: il 71,7% di tali clienti appartiene alla prima classe (meno di 1.000 kWh/anno) e l'85,6% non supera i 1.800 kWh/anno.

TAV. 2.35 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2019 (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e consumi medi in kWh)*

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
Monoraria	246	145	1.692
0-1.000 kWh	23	59	394
1.000-1.800 kWh	46	33	1.400
1.800-2.500 kWh	50	24	2.136
2.500-3.500 kWh	50	17	2.936
3.500-5.000 kWh	33	8	4.071
5.000-15.000 kWh	36	5	7.109
> 15.000 kWh	8	0	29.595
Bioraria (obbligatoria o volontaria)	27.736	14.824	1.871
0-1.000 kWh	1.949	4.537	430
1.000-1.800 kWh	5.044	3.586	1.407
1.800-2.500 kWh	5.934	2.778	2.136
2.500-3.500 kWh	6.833	2.325	2.939
3.500-5.000 kWh	4.711	1.155	4.080
5.000-15.000 kWh	2.831	431	6.575
> 15.000 kWh	433	13	33.389
TOTALE	27.982	14.969	1.869

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, cioè da 1.000 a 3.500 kWh (Tav. 2.35). I clienti con condizione bioraria presentano acquisti superiori a quelli con tariffa monoraria nella classe più piccola (fino a 1.000 kWh, differenza 9%) e in quella più grande (oltre 15.000 kWh, differenza 12,8%); si registra la situazione opposta nella penultima classe (5.000-15.000 kWh), nella quale i consumi unitari dei clienti con condizione economica bioraria risultano inferiori del 7,5% a quelli dei clienti con trattamento monorario.

La tavola 2.36 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela, sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori.

La Lombardia si conferma la regione più servita dalla maggior tutela, con il 15,4% dei punti di prelievo. Seguono il Lazio (9%), la Sicilia (8,9%), la Campania (8,6%), il Veneto (8%), la Puglia (7,3%) e il Piemonte (7%). Undici regioni registrano una quota compresa tra l'1% e il 6,5%, mentre la numerosità dei punti di Molise e 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, Liguria, Abruzzo, Molise, Calabria e Trentino-Alto Adige siano le regioni con la quota maggiore di non residenti (poco più del 30%, tranne la Valle d'Aosta, in cui si raggiunge il 64,4%). Al contrario, Campania, Lombardia e Veneto sono le regioni in cui la quota di clienti non residenti è più bassa, compresa tra il 14,6% e il 17,4%.

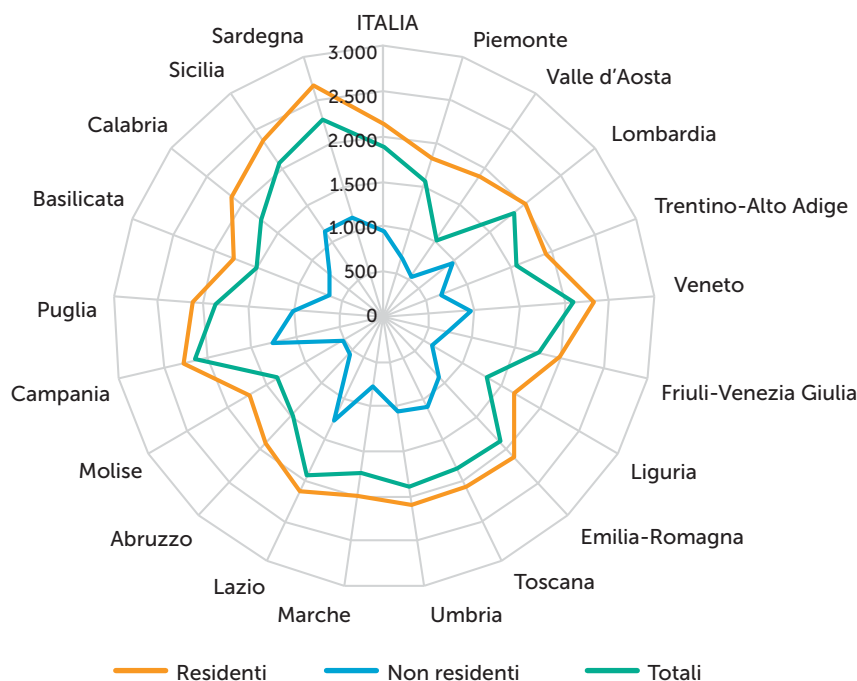
TAV. 2.36 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2019 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	1.488	815	155	234	1.643	1.048
Valle d'Aosta	33	18	18	32	51	50
Lombardia	3.902	1.935	358	369	4.260	2.304
Trentino-Alto Adige	364	190	50	75	414	265
Veneto	2.299	986	200	207	2.499	1.194
Friuli-Venezia Giulia	543	272	46	64	589	336
Liguria	620	373	111	184	731	558
Emilia-Romagna	1.664	783	174	194	1.837	977
Toscana	1.479	710	230	211	1.709	921
Umbria	267	127	34	32	301	159
Marche	522	261	53	68	574	329
Lazio	2.270	1.070	353	278	2.622	1.348
Abruzzo	428	223	61	108	489	331
Molise	113	65	15	29	128	94
Campania	2.504	1.099	236	188	2.740	1.286
Puglia	1.793	843	254	252	2.047	1.094
Basilicata	220	123	24	37	244	160
Calabria	924	431	145	187	1.070	618
Sicilia	2.375	1.001	384	337	2.759	1.338
Sardegna	1.105	413	170	147	1.275	559
ITALIA	24.912	11.736	3.070	3.233	27.982	14.969

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Come negli anni scorsi, i consumi medi restano relativamente poco differenziati sul territorio, in particolare quelli delle famiglie residenti (Fig. 2.18). Il consumo unitario dei residenti più elevato si registra in Sardegna, dove risulta superiore di 556 kWh alla media nazionale. Viceversa, la regione con il consumo unitario dei residenti più basso è la Liguria, dove si acquistano 462 kWh in meno della media nazionale. Altre regioni che mostrano valori sensibilmente differenti dalla media nazionale sono la Sicilia (+250 kWh) e il Veneto (+208 kWh), con valori in positivo, mentre si discostano in negativo il Molise (-399 kWh) e la Basilicata (-338 kWh).

FIG. 2.18 Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2019 (in kWh/anno)



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.37 Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2019 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

CLASSE DI CONSUMO	POTENZA FINO A 16,5 kW			POTENZA SUPERIORE A 16,5 kW			TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
< 5 MWh	2.381	2.095	1.137	74	35	2.126	2.455	2.129
5-10 MWh	1.389	200	6.946	179	24	7.486	1.567	224
10-15 MWh	808	67	12.146	245	20	12.495	1.053	86
15-20 MWh	561	33	17.211	285	16	17.516	845	49
20-50 MWh	1.114	40	27.820	1.800	55	32.511	2.914	95
50-100 MWh	103	2	59.245	1.673	24	68.469	1.775	26
100-500 MWh	11	-	157.389	1.564	10	160.211	1.575	10
500-2.000 MWh	12	-	966.611	95	-	701.745	106	-
2.000-20.000 MWh	8	-	4.802.359	7	-	4.192.966	15	-
20.000-50.000 MWh	-	-	-	2	-	25.045.629	2	-
TOTALE	6.385	2.436	2.622	5.922	184	32.180	12.307	2.620

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti non domestici nel servizio di maggior tutela, la tavola 2.37 propone la ripartizione per classe di consumo dei volumi dei punti di prelievo (circa 2,6 milioni) e dei volumi (12,3 TWh) relativi agli altri usi dell'energia elettrica (esclusa l'illuminazione pubblica). Come nel 2018, circa un quinto (19,9%) dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (< 5 MWh/anno), che costituiscono l'81,3% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende l'8,5% dei punti di prelievo e assorbe il 12,7% dell'elettricità venduta. Pertanto, l'89,8% dei clienti non domestici che acquistano energia elettrica per altri usi ha consumi annui che non superano i 10 MWh. I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW costituiscono il 93% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e il 51,9% dei consumi. I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW, pur rappresentando solo il 7% di tali consumatori, assorbono il 48,1% delle vendite, in quanto sono caratterizzati da consumi annui più elevati: metà dei loro punti di prelievo ricade nelle classi con consumi compresi tra 20 e 500 MWh. La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi), di poco modificata rispetto al 2018, è illustrata nella tavola 2.38. Anche in questo caso la Lombardia risulta la regione con le percentuali maggiori sul totale nazionale, in termini sia di numero di punti di prelievo (12,5%), sia di volumi acquistati (15,1%). Rilevanti sono anche i valori di Campania, Sicilia e Lazio, ciascuna con una quota intorno al 10% del totale nazionale, in termini sia di punti di prelievo, sia di energia acquistata. Seguono, a breve distanza, Puglia, Emilia-Romagna, Veneto, Toscana e Piemonte, con quote decrescenti e comprese tra il 9% e il 6%.

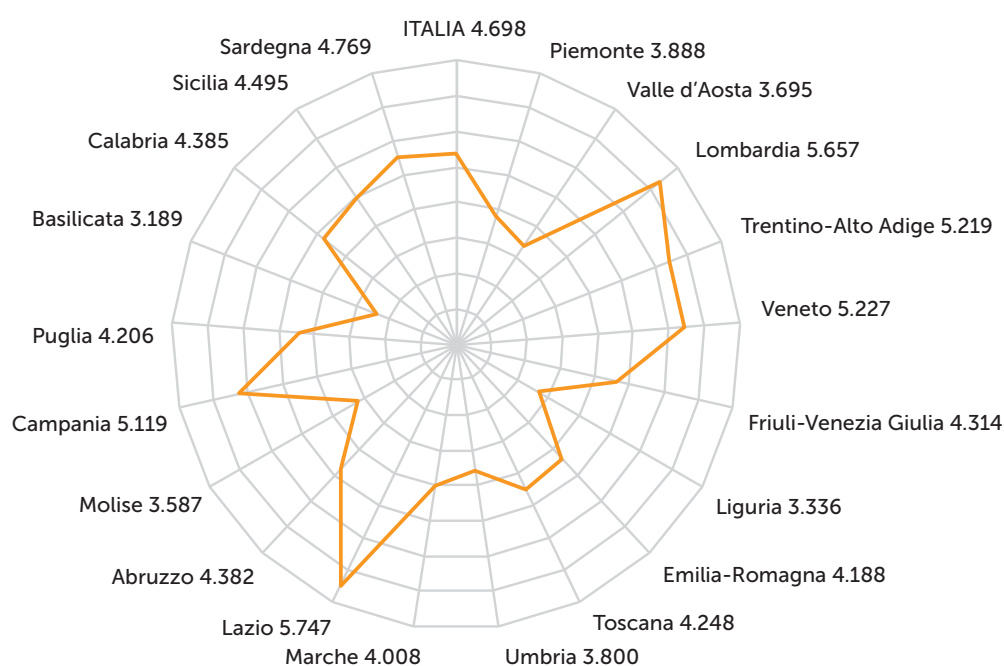
TAV. 2.38 *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2019 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)*

REGIONI	FINO A 16,5 kW		OLTRE 16,5 kW		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	359	161	313	12	672	173
Valle d'Aosta	14	6	11	0	25	7
Lombardia	798	297	1.061	32	1.859	329
Trentino-Alto Adige	115	39	109	4	224	43
Veneto	445	171	532	16	977	187
Friuli-Venezia Giulia	89	38	88	3	177	41
Liguria	171	83	118	4	289	87
Emilia-Romagna	394	177	407	14	802	191
Toscana	385	169	387	12	771	182
Umbria	63	30	58	2	121	32
Marche	117	57	129	4	246	61
Lazio	725	226	685	19	1.410	245
Abruzzo	110	44	95	3	205	47
Molise	30	13	19	1	48	13
Campania	819	248	520	13	1.340	262
Puglia	535	221	454	15	990	235
Basilicata	58	31	45	2	104	33
Calabria	256	98	201	6	457	104
Sicilia	654	240	493	15	1.147	255
Sardegna	249	87	195	6	444	93
ITALIA	6.385	2.436	5.922	184	12.307	2.620

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche per gli altri usi si osservano valori di consumo *pro capite* regionali non troppo distanti dalla media nazionale, nel 2019 pari a 4.698 kWh e quasi identici all'anno precedente. Fanno eccezione, per i valori elevati, il Lazio e la Lombardia, i cui consumi medi risultano maggiori del dato nazionale con, rispettivamente, 1.049 e 959 kWh. Al contrario, i valori più bassi si osservano nelle regioni più piccole, ovvero Umbria, Valle d'Aosta, Molise, Liguria e Basilicata, dove il consumo unitario è molto inferiore al valore nazionale (rispettivamente 898, 1.004, 1.112, 1.362 e 1.509 kWh), come si può osservare nella figura 2.19. Il consumo medio, tuttavia, appare molto diverso a seconda della potenza: quello dei soggetti con potenza impegnata fino a 16,5 kW, infatti, è pari a 2.622 kWh, mentre quello dei soggetti con potenza superiore a 16,5 kW risulta pari a 32.180 kWh (Tav. 2.38), entrambi in lievissima flessione rispetto ai corrispondenti valori del 2018 (rispettivamente 2.627 kWh e 32.274 kWh). Nell'ambito di tali tipologie, la variabilità territoriale tende a rimanere quella descritta in termini generali.

FIG. 2.19 Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2019 (in kWh)



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

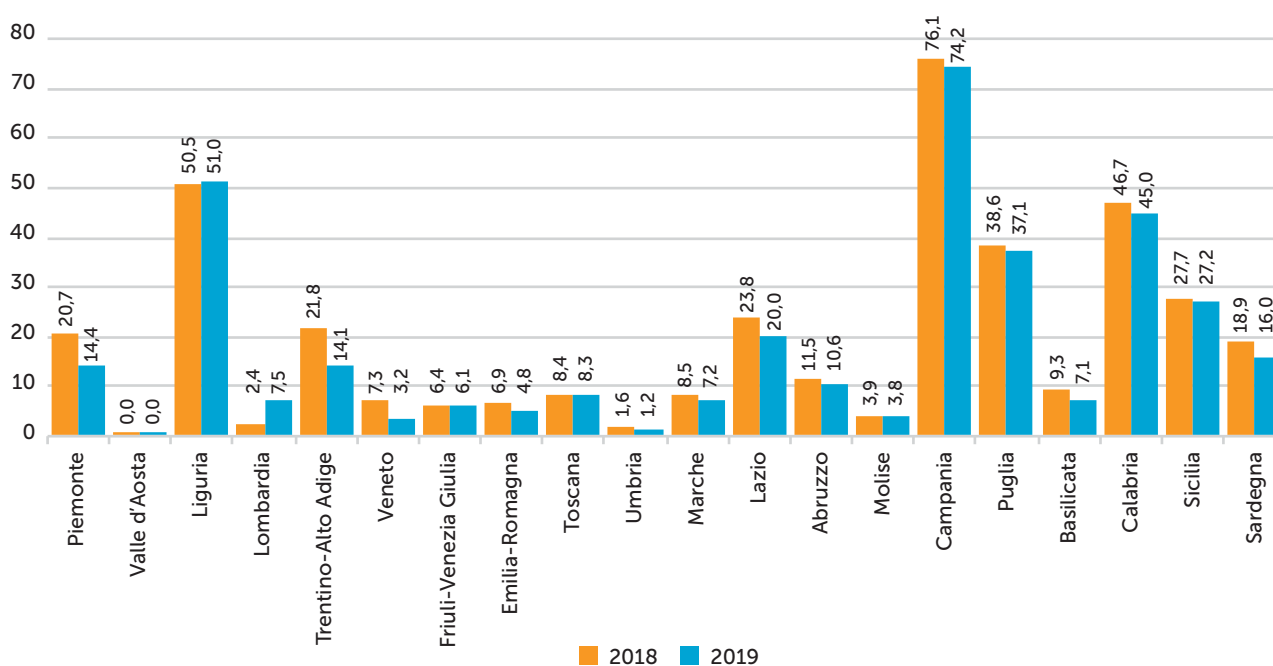
Anche tra gli altri usi la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98,3% dei punti di prelievo e al 98,6% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda l'1,5% dei punti di prelievo e l'1,2% dell'energia. Ancora più marginali sono le quote della tariffa bioraria, prescelta dallo 0,2% dei clienti e con cui è fatturato lo 0,2% dell'energia acquistata.

Relativamente all'illuminazione pubblica servita in maggior tutela, nella tavola 2.39 è indicata la ripartizione dell'energia (359 GWh) e dei punti di prelievo (circa 18.000), in diminuzione del 6,8% e dell'8,2% rispetto all'anno precedente. Il consumo medio unitario, pari a 19.781 kWh, è diminuito dell'1,6% (20.098 kWh nel 2018). Poco più della metà dei punti di prelievo (54,4%) ricade nelle prime due classi di consumo, che insieme assorbono il 9,1% della quantità venduta. Ben il 75,8% dell'energia venduta per illuminazione pubblica, però, riguarda i punti di prelievo che si collocano nelle tre classi di consumo comprese tra 20 e 500 MWh, che insieme rappresentano il 29,5% di tutti i punti di prelievo di questa categoria.

TAV. 2.39 *Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2019 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	13	3,8%	7	39,8%	1.872
5-10 MWh	19	5,4%	3	14,6%	7.255
10-15 MWh	21	5,8%	2	9,3%	12.305
15-20 MWh	21	6,0%	1	6,8%	17.393
20-50 MWh	111	31,0%	3	19,2%	31.898
50-100 MWh	98	27,2%	1	7,9%	68.158
100-500 MWh	63	17,6%	0	2,3%	148.967
500-2.000 MWh	9	2,5%	0	0,1%	733.278
2.000-20.000 MWh	3	0,8%	0	0,0%	3.010.717
TOTALE	359	100%	18	100%	19.781

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.20 *Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione (in GWh)*

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella figura 2.20 si può osservare la ripartizione per regioni dell'energia elettrica acquistata, tramite il servizio di maggior tutela, per l'illuminazione pubblica nel 2018 e nel 2019. I volumi maggiori si osservano in Campania (74 GWh); seguono la Lombardia (51 GWh), la Calabria (45 GWh) e la Puglia (37 GWh). In relazione alla popolazione, presentano valori superiori alla media tutte le regioni del Sud con l'eccezione della Sicilia, mentre risultano sotto alla media tutte le regioni del Centro-Nord a eccezione del Trentino-Alto Adige. Come visto, a livello nazionale

si riscontra una diminuzione del 6,8% rispetto all'anno precedente, ma tale risultato discende da comportamenti molto differenziati: da un lato, le regioni con diminuzioni considerevoli, superiori al 40% (in ordine: Basilicata, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Valle d'Aosta); dall'altro, le regioni con degli aumenti (in ordine: Calabria, Campania, Molise, Sicilia, Trentino-Alto Adige). Ovviamente una visione complessiva richiede di considerare quanto illustrato sopra in rapporto con l'evoluzione di questo segmento di consumo nel mercato libero.

I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere il servizio di maggior tutela nel 2019 sono 123, 4 in meno rispetto al 2018. Tutti i 123 soggetti hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas.

Le operazioni societarie più rilevanti che, nel corso 2019, hanno riguardato gli esercenti il servizio di maggior tutela sono le seguenti:

- il 1° gennaio 2020 Servizio Elettrico Nazionale ha acquisito l'attività svolta in precedenza dai Comuni di Novalesa (TO) e Salbertrand (TO) nei loro territori;
- il 1° gennaio 2019 Alperia Energy ha mutato ragione sociale in Alperia Smart Services;
- il 1° gennaio 2019 Schwienbacher Oswald & Co. Az. El. ha cambiato ragione sociale in Gannebach;
- il 1° gennaio 2019 Dolomiti Energia ha acquisito l'attività svolta in precedenza dal Comune di Molveno (TN) nel proprio territorio comunale;
- il 1° maggio 2019 la società A2A Energia ha incorporato la controllata Linea Più;
- il 1° ottobre 2019 Dolomiti Energia ha acquisito l'attività svolta in precedenza da ASM Tione;
- il 1° novembre 2019 EnergiaBaseTrieste ha cambiato ragione sociale in Hera Comm NordEst;
- a fine 2019 Iren Mercato ha acquisito l'attività svolta da Amaie nel territorio comunale di Sanremo.

La concentrazione nel mercato della maggior tutela è rimasta sostanzialmente invariata nel 2019 rispetto al 2018. La quota del principale esercente, Servizio Elettrico Nazionale del gruppo Enel, è scesa all'86,2% (due decimi di punto percentuale in meno del 2018), a favore di Acea Energia (con il 5,2%, mentre nel 2018 era al 5%); seguono, con quote invariate rispetto all'anno precedente, A2A Energia (3%) e Iren Mercato (1,1%). Come nell'anno precedente, gli altri operatori raggiungono quote inferiori all'1%, mentre gli esercenti che non sono presenti nella tavola 2.40 coprono insieme l'1,5% del servizio di maggior tutela. Misurata con l'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori), la concentrazione rimane al 94,4%, mentre l'indice HHI scende da 7.504 a 7.466 (si ricorda che il valore di 10.000 indica la concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore).

TAV. 2.40 *Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2019 (volumi in GWh)*

RAGIONE SOCIALE	2019	QUOTA	POSIZIONE NEL 2018
Servizio Elettrico Nazionale	35.031	86,2%	1°
Acea Energia	2.118	5,2%	2°
A2A Energia	1.227	3,0%	3°
Iren Mercato	443	1,1%	4°
Dolomiti Energia	245	0,6%	5°
Alperia Smart Services	215	0,5%	6°

(segue)

RAGIONE SOCIALE	2019	QUOTA	POSIZIONE NEL 2018
Hera Comm Nordest	165	0,4%	7°
Hera Comm	159	0,4%	8°
Amet	86	0,2%	10°
CVA Trading	72	0,2%	9°
Agsm Energia	66	0,2%	11°
AIM Energy	65	0,2%	12°
Prometeo	52	0,1%	13°
S.I.P.P.I.C.	47	0,1%	15°
ASM Bressanone	40	0,1%	18°
Altri esercenti	616	1,5%	-
TOTALE	40.648	100,0%	-

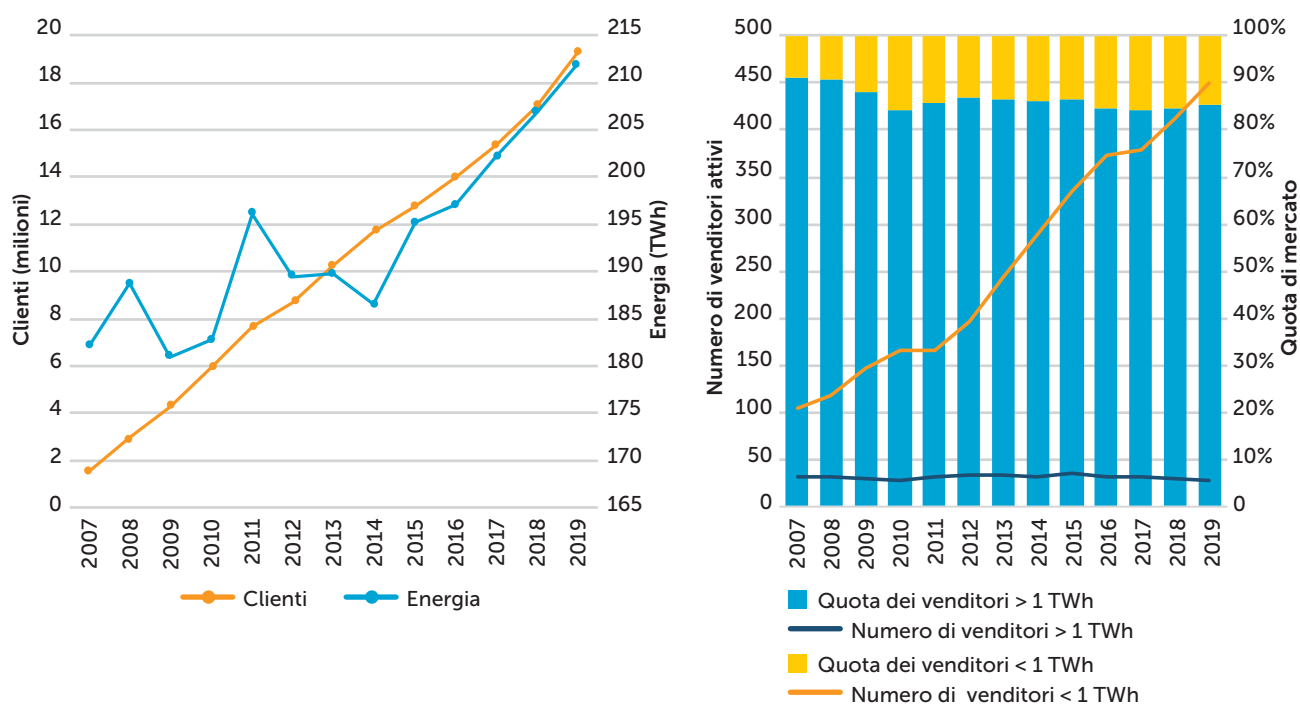
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato libero

Come già anticipato in precedenza, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2019 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 211,8 TWh, quasi 5 TWh in più del 2018, a poco più di 19 milioni di clienti, cresciuti del 13,1% rispetto al 2018.

Dalla sua apertura nel 2007, il mercato libero è in costante espansione, sia in termini di clienti, sia in termini di energia venduta, sebbene la crescita dei volumi di vendita abbia subito nel tempo anche qualche momento di pausa e sia avvenuta, comunque, a un ritmo meno sostenuto rispetto a quello sperimentato dai clienti. Indipendentemente dalle quantità vendute, si registra comunque da anni un costante incremento nel numero di imprese attive o, più precisamente, di quelle tra loro con vendite inferiori a 1 TWh, la cui quota di mercato, tuttavia, è da anni ferma intorno al 15% (Fig. 2.21).

Anche nel 2019, infatti, la crescita del numero di operatori si è dimostrata vivace: in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, nel mercato libero sono entrate 36 nuove imprese attive (+8,2%) (Tav. 2.41). La concomitante espansione del mercato, inferiore in termini percentuali (+2,4%), ha determinato un nuovo "normale" abbassamento del volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato, come negli anni precedenti. Nel 2019, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 444 GWh, del 5,3% inferiore ai 469 GWh registrati nel 2018, raggiungendo quindi un nuovo punto di minimo nella serie storica. Esso, infatti, è sceso a un terzo di quello osservato nel 2007 (1.349 GWh), anno di completa apertura del mercato.

FIG. 2.21 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2018, il numero dei venditori di grandissima o di grande dimensione (cioè con vendite superiori a 5 TWh) è rimasto invariato con 10 imprese, anche se al suo interno si registra l'avanzamento di Axpo Italia tra i venditori con vendite superiori a 10 TWh e, di conseguenza, la diminuzione da 8 a 7 del numero di venditori con vendite comprese tra 5 e 10 TWh. La classe di soggetti con vendite tra 1 e 5 TWh è diminuita di una unità per via dell'ingresso di quattro nuovi soggetti e l'uscita di cinque. Sono entrate Alpiq Energia Italia, Global Power, Iberdrola Clienti Italia e Unogas Energia; sono uscite, invece, ERG Power Generation, insieme con Eviva in liquidazione, Free Energia, Metaenergia e Utilità, tutte passate nelle classi inferiori tranne Eviva, in liquidazione, che ha cessato l'attività di vendita di elettricità nel mercato libero nel dicembre 2018.

L'incremento numericamente più consistente delle imprese di vendita è avvenuto, come sempre, nell'ultima classe di operatori (quelli con vendite inferiori a 0,1 TWh), dove il numero di venditori è salito di 42 unità.

La porzione di mercato soddisfatta dalle imprese che vendono meno di 1 TWh nel 2019 è pari al 14,5%, mentre nel 2018 era pari al 15,6%. I venditori di più piccole dimensioni, quindi, pur crescendo di numero, non sono riusciti a erodere quote di mercato ai venditori di dimensione più ampia. In effetti, le prime tre classi di operatori (ovvero le prime 28 imprese, corrispondenti al 5,9% dei venditori attivi) hanno coperto l'85,5% delle vendite complessive; le stesse cifre, calcolate nel 2018, erano, rispettivamente, pari a 6,6% e a 84,4% (Fig. 2.21).

TAV. 2.41 Attività dei venditori per classe di vendita

VENDITORI	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Numero di esercenti in maggior tutela	136	136	135	131	131	127	123
Numero di venditori attivi	275	320	370	406	410	441	477
Oltre 10 TWh	3	2	3	3	2	2	3
5-10 TWh	7	7	7	6	8	8	7
1-5 TWh	23	23	26	23	21	19	18
0,1-1 TWh	60	66	63	70	73	78	73
Fino a 0,1 TWh	182	222	271	304	306	334	376
Volume venduto (TWh)	189,7	186,6	195,3	197,1	202,1	206,8	211,8
Oltre 10 TWh	62,6	53,4	62,4	62,9	61,1	67,6	81,2
5-10 TWh	45,0	48,4	45,8	39,0	51,6	56,4	50,5
1-5 TWh	56,7	58,7	60,7	64,8	57,9	50,6	49,4
0,1-1 TWh	22,2	22,7	22,4	25,8	26,5	26,5	24,5
Fino a 0,1 TWh	3,1	3,3	3,9	4,6	5,1	5,6	6,1
Volume medio unitario (GWh)	690	583	528	486	493	469	444
Oltre 10 TWh	20.853	26.700	20.798	20.955	30.546	33.798	27.077
5-10 TWh	6.434	6.918	6.538	6.508	6.447	7.053	7.217
1-5 TWh	2.467	2.553	2.336	2.819	2.757	2.665	2.746
0,1-1 TWh	371	344	356	368	363	340	336
Fino a 0,1 TWh	17	15	15	15	17	17	16

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La composizione societaria del capitale sociale delle imprese che operano nella vendita a clienti finali liberi al 31 dicembre 2019, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello³⁹, mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 32,9% del capitale delle società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (11,9%) e alle imprese energetiche locali (8,1%). Gli enti pubblici e gli istituti finanziari non risultano essere molto presenti nella compagine societaria dei venditori (le rispettive quote sono pari al 2,7% e allo 0,8%), mentre la categoria di soci più rilevante è quella delle società diverse, la quale risulta possedere il 41,8% delle quote di capitale sociale dell'insieme dei venditori. Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti, si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con solo il 4,2% detenuto da soggetti di origine straniera.

Come di consueto, nel 2019 gli operatori della vendita elettrica del mercato libero hanno comunicato attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose variazioni societarie in cui sono stati coinvolti (Tav. 2.42).

³⁹ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

TAV. 2.42 Operazioni societarie tra venditori di energia elettrica nel mercato libero nel 2019 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica	26
Cessione/acquisizione dell'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica	11
Cessazione dell'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica	8
Estinzioni o avvio di procedure di liquidazione	1
Fusioni/incorporazioni nell'ambito dello stesso gruppo societario	8
Cambio di gruppo societario	31
Cambio di ragione sociale	23
Cambio di natura giuridica	5

Fonte: AREGA, Anagrafica operatori.

Quasi tutte le incorporazioni sono avvenute infra-gruppo, nel senso che quasi sempre incorporante e incorporata facevano già parte del medesimo gruppo societario. Tra le più importanti:

- da gennaio 2019 Edison Energia ha incorporato Edison Energie (ex Gas Natural Vendita Italia), Duferco Energia ha incorporato Utility 360, Emmediese ha incorporato Madogas Natural Energy, l'impresa che possedeva interamente il suo capitale sociale, ed Etra Energie ha incorporato Metania (dopo averne acquisito il capitale sociale da maggio 2018);
- dal 1° maggio 2019 A2A Energia ha incorporato Linea Più;
- nel novembre 2019 Bluenergy Group ha incorporato Rettagliata Gas e Luce, di cui deteneva già il 70% del capitale sociale, Alea Energia ha incorporato Allea Heat & Power e a fine anno, infine, EGO Power ha incorporato EGO Energy.

Per quanto attiene, invece, ai cambiamenti di appartenenza a gruppi societari relativi al 2019:

- da gennaio Alperia Sum (ex Servizi Unindustria Multiutilities) è entrata a far parte del gruppo Alperia, quando Alperia Smart Services ha acquisito il 70% del suo capitale sociale;
- due società sono entrate nel Gruppo Canarmino: a febbraio, con l'acquisizione di un ulteriore 50% del capitale, di cui già possedeva il 25%, è entrata nel gruppo l'impresa Commerciale Gas & Luce, mentre da marzo anche Gesam Gas & Luce è entrata a far parte del gruppo, che ne ha acquisito l'intero capitale sociale;
- Suncity Energy è entrata a far parte del gruppo A2A dal mese di aprile, quando A2A Energy Solution ne ha acquisito il 100% delle quote;
- il 19 dicembre le imprese Estenergy, Ascotrade, Blue Meta, Amgas blu, Ascopiave Energie ed Etra Energia sono entrate nel gruppo Hera; i passaggi sono avvenuti a seguito di un accordo per uno scambio di asset concordato tra Hera e Ascopiave, che avevano preventivamente ottenuto dall'Antitrust l'assenso all'operazione sulla parte riguardante la vendita di energia elettrica e di gas, ma anche l'imposizione di condizioni sulla parte riguardante la distribuzione del gas. Nei dettagli, l'operazione è avvenuta tramite l'acquisizione di pacchetti azionari: Hera Comm ha acquisito il 51% del capitale sociale di Estenergy, che prima apparteneva ad AcegasApsAmga; Estenergy ha rilevato da Ascopiave l'89% delle quote del capitale sociale dell'impresa Ascotrade, il 100% delle quote del capitale sociale dell'impresa Blue Meta, il 100% delle quote del capitale sociale dell'impresa Amgas Blu, il 100% delle quote del capitale sociale dell'impresa Ascopiave Energie e, infine, il 51% delle quote del capitale sociale dell'impresa Etra Energia.

Tra le cessioni e/o acquisizioni relative all'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica, nel 2019 si segnalano:

- da gennaio, BP Energy Europe Ltd Sede Secondaria ha siglato con Axpo Italia un accordo in virtù del quale le ha ceduto un pacchetto di contratti di fornitura di gas e di energia elettrica; Free Gas & Power ha ceduto parzialmente l'attività a Smallenergy, che al contempo ha assunto la denominazione di Free Luce & Gas; da marzo Hera Comm ha acquisito l'attività da CMV Energia & Impianti e Zefiro ha ceduto l'attività a Helios;
- nell'ultimo trimestre dell'anno Hera Comm ha acquisito l'attività da Blu Ranton e da Hera Comm NordEst (in questo caso si tratta di un'acquisizione parziale), mentre Libera Energia ha ceduto l'attività a Energia Etica e Axpo Italia ha acquisito parzialmente l'attività da Axopower.

Infine, nel corso del 2019:

- 26 imprese, di cui molte provenienti dal settore del gas naturale, hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero elettrico, mentre 8 imprese l'hanno cessata;
- a febbraio la società Elettra si è estinta per liquidazione;
- 17 imprese hanno cambiato ragione sociale (tra queste: Alperia Energy ha assunto la denominazione di Alperia Smart Services; E.ON Connecting Energies Italia è diventata E.ON Business Solutions, Falck Renewables Energy ha cambiato in Falck Next Energy, EnergiaBaseTrieste è divenuta Hera Comm NordEst);
- 5 imprese hanno cambiato natura giuridica: tra loro Hera Comm, che è divenuta una società per azioni, mentre prima era una società a responsabilità limitata, e l'opposto è accaduto a Energetic.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero mostra, come di consueto, la predominanza del gruppo Enel, che nel 2019 ha mantenuto la prima posizione con una quota in sostanziale stabilità rispetto al 2018 (26,7%). Come nell'anno precedente, in seconda posizione si trova il gruppo Edison, con una quota che, seppur in netto aumento, resta di 20 punti percentuali al di sotto del gruppo Enel. La distanza tra i due gruppi si è comunque notevolmente accorciata, grazie al fatto che nel 2019 le vendite del gruppo Edison sono significativamente cresciute del 10,6% (+1,3 TWh), mentre quelle del gruppo Enel sono aumentate del 2% (+1,1 TWh). Nel mercato libero la predominanza di Enel rimane, in ogni caso, assai meno significativa rispetto a quella che la società ricopre nel servizio di maggior tutela (Tav. 2.40), dove la distanza rispetto al secondo operatore è superiore all'80%.

TAV. 2.43 *Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2019 (volumi in GWh e quota in percentuale)*

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2018
Enel	56.463	26,7%	1°
Edison	13.760	6,5%	2°
Axpo Group	11.063	5,2%	4°
Eni	10.465	4,9%	3°
A2A	9.929	4,7%	6°
Hera	9.594	4,5%	5°
Green Network	7.407	3,5%	7°
E.ON	7.099	3,4%	10°
Duferco	5.970	2,8%	8°
Iren	5.935	2,8%	9°
Alperia	4.879	2,3%	15°
EGEA	4.555	2,2%	14°

(segue)

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2018
Repower AG	4.086	1,9%	13°
CVA	4.059	1,9%	11°
Engie	4.017	1,9%	22°
Acea	3.953	1,9%	17°
Dolomiti Energia	3.512	1,7%	18°
Sorgenia	3.058	1,4%	19°
Agsm Verona	2.946	1,4%	23°
Nova Coop S.C.	2.790	1,3%	21°
Altri operatori	36.291	17,1%	-
TOTALE VENDITORI AL MERCATO LIBERO	211.831	100%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In terza posizione, con vendite pari a 11.063 GWh, è salito il gruppo Axpo, che l'anno precedente era in quarta posizione. Con una crescita delle vendite del 17% rispetto al 2018, il gruppo Axpo ha superato il gruppo Eni, sceso nella classifica dal terzo al quarto posto anche a causa della riduzione del 5,2% delle sue vendite complessive. Uno scambio di posizione si è avuto anche tra i gruppi Hera e A2A: con una quota del 4,7%, il gruppo lombardo è salito al quinto posto, che nel 2018 era occupato dal gruppo emiliano Hera. Il sorpasso è avvenuto grazie a una crescita delle vendite del gruppo A2A più che doppia (+30,8%) rispetto a quella realizzata dal gruppo Hera (+14,3%). Anche i gruppi E.ON, Alperia ed Engie hanno guadagnato posizioni in classifica grazie a significativi incrementi delle vendite, rispettivamente di 1,5 TWh, di 1,3 TWh e di 2,3 TWh. Al contrario, risultano in leggera discesa i gruppi Duferco, Iren e Metaenergia, le cui vendite sono complessivamente diminuite in misura significativa; il gruppo Metaenergia, in particolare, è uscito dalla classifica dei primi venti in quanto sceso al 39° posto. Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero resta basso, pur essendo in lievissimo aumento. La quota dei primi tre gruppi è salita al 38,4% dal 38,1% del 2018 (era rimasta stabile intorno al 33% per diversi anni); quella dei primi dieci è salita al 65% dal 63% del 2018. Infine, nel 2019 l'indice HHI è salito da 910 a 924, sebbene rimanga largamente lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato.

Il 32% dei 477 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 91 imprese, pari al 19%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 232 società (49%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19.

TAV. 2.44 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero (quota di mercato dei primi tre operatori e percentuale dei punti di prelievo da questi serviti)*

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		% PUNTI DI PRELIEVO	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019
Piemonte	273	304	38,1%	37,2%	61,9%	60,0%
Valle d'Aosta	130	151	84,7%	81,4%	79,2%	79,0%
Lombardia	325	358	37,2%	41,1%	60,8%	57,7%
Trentino-Alto Adige	209	220	77,2%	79,8%	81,6%	83,4%

(segue)

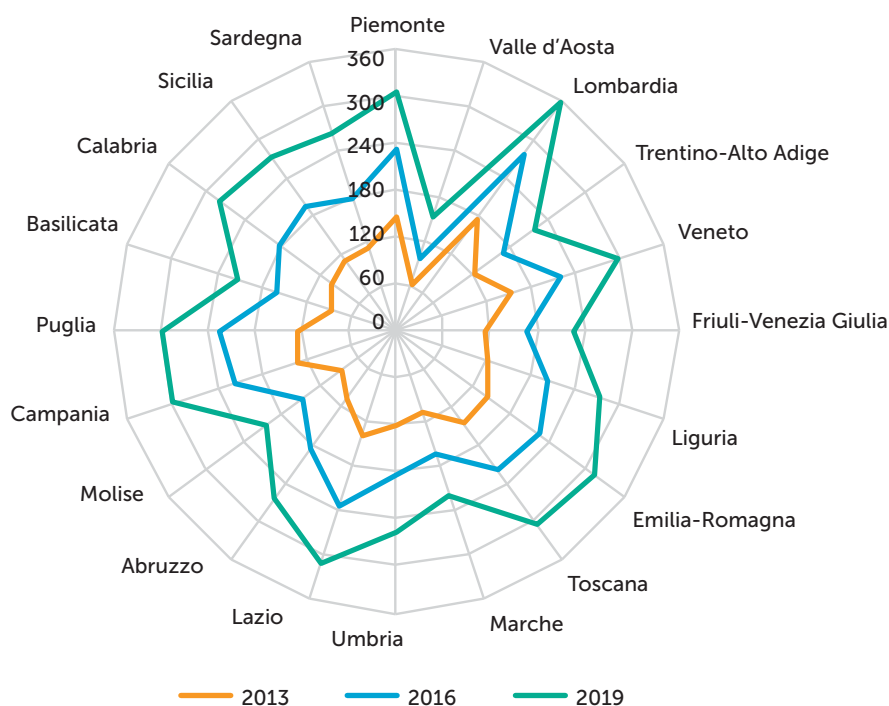
REGIONE	NUMERO DI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		% PUNTI DI PRELIEVO	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019
Friuli-Venezia Giulia	202	226	48,7%	45,7%	39,9%	38,5%
Liguria	244	274	42,1%	39,5%	63,3%	62,9%
Emilia-Romagna	283	314	41,2%	44,4%	65,7%	64,5%
Toscana	267	305	44,6%	43,8%	65,0%	60,5%
Umbria	207	222	60,0%	57,9%	55,2%	54,0%
Marche	227	258	42,4%	41,1%	65,4%	55,7%
Lazio	285	313	52,5%	51,8%	81,6%	79,4%
Abruzzo	235	265	46,2%	46,5%	63,5%	60,3%
Molise	177	204	57,5%	54,2%	59,9%	58,9%
Campania	265	299	52,5%	51,2%	77,7%	74,8%
Puglia	262	299	55,2%	52,8%	67,4%	65,5%
Basilicata	197	212	60,7%	51,2%	66,0%	66,3%
Calabria	246	279	61,0%	58,1%	83,8%	81,4%
Sicilia	233	273	56,4%	50,7%	70,8%	69,9%
Sardegna	233	265	74,4%	71,4%	72,5%	70,5%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.44 sono esposti i livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota di mercato dei primi tre operatori (indice C3 calcolato per i singoli esercenti e non per i gruppi societari) e alla percentuale dei punti di prelievo da questi serviti.

Nel 2019 i livelli di concentrazione territoriale, con poche eccezioni, si sono ridotti pressoché dappertutto e il numero di operatori è cresciuto (in media di 29 unità) in tutte le regioni, come si può ben vedere nella figura 2.22.

Come in passato, anche nel 2019 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 quelli meridionali. In particolare, Piemonte, Liguria e Veneto risultano, nell'ordine, le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, dal momento che la quota dei primi tre operatori corrisponde circa al 38% delle vendite complessive regionali. Come l'anno scorso, la regione in cui i primi tre operatori risultano servire la più bassa porzione di clienti è il Friuli-Venezia Giulia, dove i primi tre concorrenti soddisfano il 38,5% di tutta la clientela. Veneto e Lombardia sono le altre due regioni in cui la quota di clienti serviti dai primi tre operatori del mercato risulta relativamente bassa. Viceversa, Valle d'Aosta, Trentino e Sardegna si confermano anche nel 2019 come le regioni che evidenziano i livelli di concentrazione più elevati in termini di quota di volumi, ma quasi sempre anche di clienti serviti.

FIG. 2.22 Numero di venditori del mercato libero per regione dal 2013

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (Tav. 2.45) mostra un aumento di oltre 2,2 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto quasi esclusivamente ai clienti in bassa tensione e in particolare a quelli domestici, nonostante un discreto aumento si sia avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi allacciati in bassa tensione (+12,2%). Le famiglie servite nel mercato libero sono aumentate di 1.768.000 unità, ovvero del 13,8% rispetto al 2018; 472.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione. All'opposto, si è verificato un calo dei clienti in media tensione, che sono diminuiti di circa 10.000 unità (-8,6%); tale calo è da attribuire soprattutto agli altri usi, sebbene anche i punti per l'illuminazione pubblica siano calati di 218 unità rispetto al 2018. I punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un lieve incremento (1,3%), arrivando a sfiorare le 1.000 unità.

L'incremento nel numero di punti serviti non costituisce, di per sé, una garanzia per la crescita nelle vendite di energia. Infatti, se si osserva il dettaglio delle tipologie dei clienti, si può notare come l'aumento dei clienti si sia accompagnato solo in alcuni casi a un incremento dell'energia a essi venduta (domestici e altri usi in bassa tensione), mentre si sono verificati anche casi in cui al crescere dei clienti è corrisposto un calo dell'energia acquisita (illuminazione pubblica in bassa tensione). Viceversa, nel caso degli altri usi in media tensione, si osserva come la diminuzione dei punti serviti non si sia tradotta in un calo delle vendite. Complessivamente, il notevole aumento (13,1%) nel numero di clienti serviti nel mercato libero si è tradotto in un incremento dell'energia venduta del 2,4%, cioè di circa 5 TWh in più rispetto al 2018.

TAV. 2.45 Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2018	2019	VARIAZIONE	2018	2019	VARIAZIONE
Bassa tensione	84.287	89.273	5,9%	16.906	19.151	13,3%
Domestico	26.581	30.102	13,2%	12.821	14.590	13,8%
Illuminazione pubblica	4.114	3.913	-4,9%	225	230	2,1%
Altri usi	53.591	55.259	3,1%	3.859	4.331	12,2%
Media tensione	96.249	96.241	0,0%	112	102	-8,6%
Illuminazione pubblica	322	255	-21,0%	0,98	0,76	-22,2%
Altri usi	95.927	95.986	0,1%	111	102	-8,5%
Alta e altissima tensione	26.308	26.317	0,0%	0,99	1	1,3%
Altri usi	26.308	26.317	0,0%	0,99	1	1,3%
TOTALE	206.844	211.831	2,4%	17.019	19.254	13,1%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In buona sostanza, come nell'anno precedente, sono cresciuti gli acquisti di elettricità in bassa tensione (5,9%), mentre quelli in media e in alta tensione hanno mostrato una sostanziale stabilità (più precisamente si osserva un +1,3% per l'energia acquistata in alta tensione e un -0,01% per quella in media tensione). Il settore domestico ha registrato un incremento del 13,8% nei clienti e del 13,2% nell'elettricità acquistata, i punti di prelievo per l'illuminazione pubblica sono aumentati del 2% ma hanno ridotto i consumi del 6,1%, mentre gli altri usi hanno avuto una netta crescita nel numero di punti serviti (11,6%) e un più modesto incremento (1%) nell'energia acquistata.

Di conseguenza, la quota di energia acquistata dai consumatori connessi in bassa tensione è salita rispetto al 2018, passando dal 40,7% al 42,1%, mentre le quote acquisite dai consumatori connessi in media e alta tensione sono leggermente diminuite, rispettivamente dal 46,5% al 45,4% e dal 12,7% al 12,4%. La quota degli altri usi, ovvero quelli diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica, che nel 2018 era dell'85% sull'intero mercato libero, è scesa all'83,8% in termini di energia e al 23% in termini di punti di prelievo (era al 23,3% nel 2018). Come sempre, tra i clienti domestici, la classe più rilevante in termini di punti di prelievo è quella con consumi compresi tra 1.000 e 1.800 kWh, che raccoglie un quarto dei clienti. Tuttavia, anche le classi limitrofe presentano un peso simile. Se si osservano i volumi di acquisto, invece, la classe predominante risulta quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 25,1% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'87,1% dei punti di prelievo detiene un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.46).

In ogni classe, con l'eccezione di quelle estreme, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Tav. 2.34). Per i clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno, invece, il consumo medio nel mercato libero (507 kWh) è del 18,2% più alto di quello dei clienti in maggior tutela (429 kWh); viceversa, per i clienti con consumi maggiori di 15.000 kWh/anno il consumo medio nel mercato libero, pari a 24.455 kWh, risulta del 27% inferiore a quello degli stessi consumatori in maggior

tutela. A causa delle differenze nelle classi estreme, il consumo medio complessivo delle famiglie nel mercato libero (2.063 kWh) risulta del 10% più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela (1.869 kWh).

TAV. 2.46 Mercato libero domestico nel 2019 per classe di consumo (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	1.793	6,0%	3.536	24,2%	507
1.000-1.800 kWh	5.156	17,1%	3.664	25,1%	1.407
1.800-2.500 kWh	6.259	20,8%	2.930	20,1%	2.136
2.500-3.500 kWh	7.561	25,1%	2.576	17,7%	2.935
3.500-5.000 kWh	5.442	18,1%	1.335	9,2%	4.076
5.000-15.000 kWh	3.515	11,7%	532	3,6%	6.605
> 15.000 kWh	375	1,2%	15	0,1%	24.455
TOTALE DOMESTICI	30.102	100,0%	14.590	100,0%	2.063
di cui con contratto dual fuel					
< 1.000 kWh	212	5,3%	411	21,0%	517
1.000-1.800 kWh	745	18,7%	528	27,1%	1.410
1.800-2.500 kWh	920	23,1%	431	22,1%	2.135
2.500-3.500 kWh	1.057	26,5%	361	18,5%	2.930
3.500-5.000 kWh	670	16,8%	165	8,5%	4.059
5.000-15.000 kWh	349	8,8%	54	2,7%	6.517
> 15.000 kWh	34	0,8%	1	0,1%	24.194
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	3.987	100,0%	1.950	100,0%	2.044

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2019 il 13,4% dei clienti domestici, più di 1,9 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. Il numero di clienti domestici con questo tipo di contratto⁴⁰ è lievemente cresciuto, in quanto l'anno precedente si fermava a 1,8 milioni, ma la rispettiva quota è, invece, leggermente diminuita rispetto a quella registrata nel 2018 (13,9%). Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 4 TWh, il 13,2% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. La porzione di clienti domestici che acquista i contratti *dual fuel* mantiene un *trend* abbastanza costante nel tempo, con piccoli spostamenti sia verso il basso, sia verso l'alto. Anche in questo caso emergono consumi medi molto simili a quelli rilevati per i clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.

In contrasto con quanto accade nel servizio di maggior tutela, dove la tariffa bioraria è largamente prevalente in quanto obbligatoria da una certa data in poi, la disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero (Tav. 2.47) continua a mostrare una sostanziale preferenza per la modalità contrattuale monoraria, che è stata scelta dal 61,6% dell'intera clientela (equivalente al 60,3% dei volumi). Il 29% dei clienti ha, invece, preferito la modalità bioraria e solo il 9,5% quella multioraria, quest'ultima in discreto aumento rispetto all'8,1% del 2018. Gli elementi che rendono il prezzo monorario 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.

⁴⁰ 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. 2.47 Mercato libero domestico nel 2019 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	18.148	60,3%	8.981	61,6%
Bioraria	8.988	29,9%	4.229	29,0%
Multioraria	2.966	9,9%	1.380	9,5%
TOTALE DOMESTICI	30.102	100,0%	14.590	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno una grande diffusione: i punti di prelievo che hanno sottoscritto una fornitura di questo tipo sono circa 85.000 sui quasi 4,7 milioni totali (1,8%) e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è poco meno di 1,8 TWh sui 181,7 complessivi (Tav. 2.48).

La suddivisione dei consumi non domestici per classe (Tav. 2.49) 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 58,5% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 63,4% dei clienti, tuttavia, appartiene alla 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 discesa rispetto a quelli osservati nel 2018. Complessivamente nel 2019 il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato pari a 38.961 kWh, cioè del 9,3% inferiore a quello che emerge dai dati del 2018 (42.943 kWh).

TAV. 2.48 Mercato libero non domestico nel 2019 per livello di tensione (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
Bassa tensione	59.171	1.075	4.561	85
Media tensione	96.241	733	102	1
Alta/altissima tensione	26.317	5	1	0,01
TOTALE NON DOMESTICI	181.729	1.813	4.664	86

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.49 Mercato libero non domestico nel 2019 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	4.376	2,4%	2.956	1.481
5-10 MWh	BT	3.715	2,0%	521	7.133
10-15 MWh	BT	3.090	1,7%	251	12.314
15-20 MWh	BT	2.910	1,6%	167	17.398
< 10 MWh	MT	42	0,0%	9	4.727
10-20 MWh	MT	91	0,1%	6	14.803
< 20 MWh	AT e AAT	0,2	0,0%	0,1	2.801
20-50 MWh	Tutti	13.197	7,3%	421	31.380
50-100 MWh	Tutti	11.008	6,1%	159	69.103
100-500 MWh	Tutti	27.781	15,3%	133	208.733
500-2.000 MWh	Tutti	28.911	15,9%	31	932.780
2.000-20.000 MWh	Tutti	49.685	27,3%	10	4.898.803
20.000-50.000 MWh	Tutti	11.223	6,2%	0	29.648.907
50.000-70.000 MWh	Tutti	4.029	2,2%	0	58.978.049
70.000-150.000 MWh	Tutti	6.842	3,8%	0	96.384.492
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	14.828	8,2%	0	329.590.015
TOTALE NON DOMESTICI		181.729	100,0%	4.664	38.961

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche quest'anno, l'Indagine annuale sui settori regolati 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, arricchita nel 2018 dalla presenza delle offerte PLACET (Prezzo libero a condizioni equiparate di tutela). Queste ultime hanno lo scopo di accrescere la capacità di valutazione delle offerte commerciali, obiettivo che viene soddisfatto mediante l'individuazione di strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (perché differenziate solo nel livello di prezzo) e distinte da ogni proposta di servizi aggiuntivi di uno stesso venditore. Le offerte PLACET si applicano ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero, identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 m³. Ogni venditore del mercato libero è, quindi, obbligato a inserire nel proprio listino di offerte commerciali due formule di offerte PLACET – una a prezzo fisso e una a prezzo variabile – caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità con l'eccezione del prezzo, il cui livello è liberamente definito dal venditore (in accordo con una struttura predefinita di corrispettivi).

I dati commentati nel seguito sulle tipologie di offerte disponibili ed effettivamente scelte dai clienti nel 2019, tuttavia, non comprendono una categoria a parte per le offerte PLACET. Nel settore elettrico il numero di clienti che ha preferito questo tipo di offerta nel 2019 è risultato pari a 9.639, nel caso dei clienti domestici, e a 2.602, nel caso dei clienti non domestici in bassa tensione.

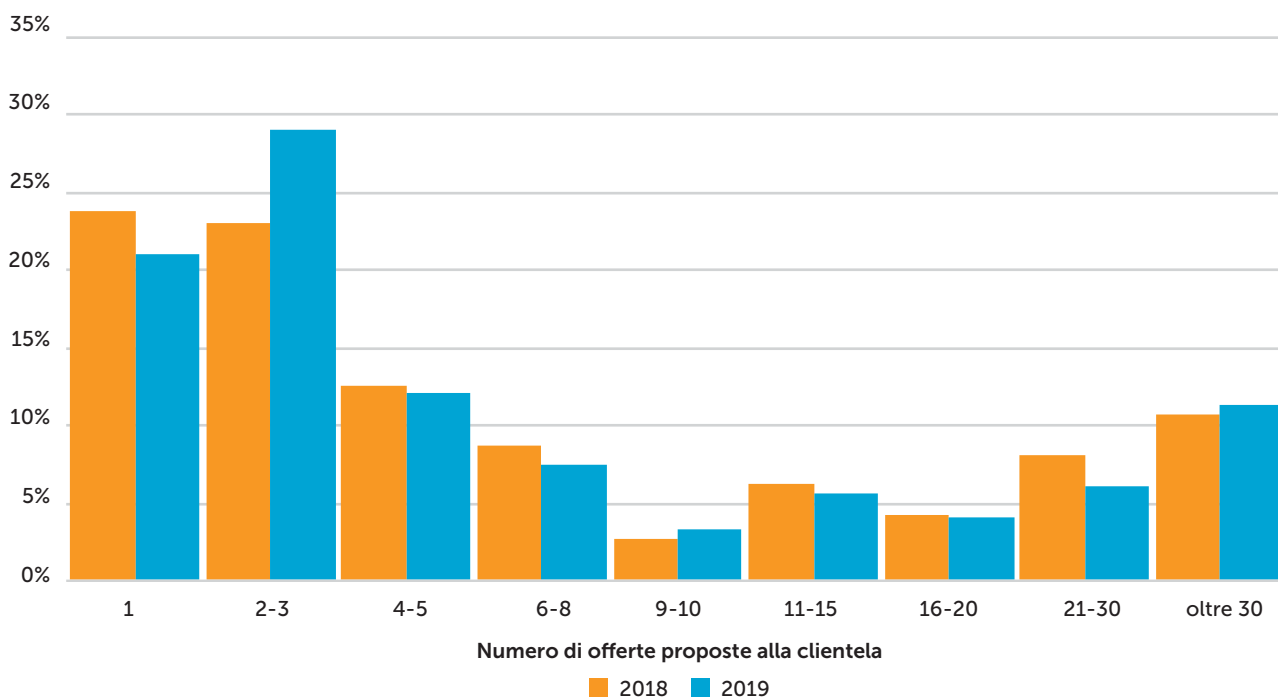
L'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e sulla qualità delle offerte commerciali era, come negli anni scorsi, teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale, pertanto, la consueta avvertenza di accogliere con prudenza i risultati presentati in queste pagine. Inoltre, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella delle famiglie, anche per quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 16,3 per la clientela domestica e a 23,4 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta, dal momento che tale cliente generalmente consuma una quantità maggiore di volumi e manifesta esigenze più differenziate (multi-sito, profili di consumo orari più variegati ecc.) rispetto a quelle delle famiglie. A questo cliente il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati. Rispetto al 2018 il numero di offerte disponibili per i clienti domestici è rimasto sostanzialmente invariato. Il numero delle offerte disponibili per la clientela non domestica, invece, è diminuito rispetto al 2018, quando era risultato pari a 39,6. Il calo potrebbe essere dovuto, almeno in parte, al fatto che il mercato libero per la clientela non domestica è certamente più maturo rispetto a quello per le famiglie e potrebbe, quindi, trovarsi in una fase di razionalizzazione delle offerte indirizzate verso tale specifica clientela. Parte del calo, comunque, potrebbe anche spiegarsi con la migliore attività di categorizzazione delle offerte da parte dei venditori, essendo questa la quarta edizione dell'Indagine che chiede dati sulle offerte commerciali.

Tornando alla clientela domestica, la figura 2.23 mostra comunque che il 21% dei venditori offre una sola modalità contrattuale, quasi un terzo di essi (il 29%) ne mette a disposizione fino a 3 e la restante metà dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da 4 offerte in su. Rispetto al 2018, sono diminuiti i venditori che offrono solo una modalità contrattuale, mentre sono cresciuti sia quelli che ne mettono a disposizione 2 o 3, sia quelli che ne mettono a disposizione fino a 8.

Delle 16,3 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 5,1 sono acquistabili solo online (erano 5,9 nel 2018), cioè soltanto attraverso internet, che costituisce ormai un canale di vendita alternativo attraverso cui l'impresa può illustrare la propria offerta con tutti i dettagli necessari risparmiando sui costi di gestione. Il 20,8% dei venditori non offre, però, nemmeno un'offerta online. Nel 17,4% dei casi il numero di offerte online è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti, nel restante 82,6% dei casi il numero di offerte online è risultato inferiore alle offerte totali.

Il successo delle offerte online tra le famiglie resta molto limitato: solo il 4,4% dei clienti (corrispondente al 4,2% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è comunque superiore a quello del 2018, quando il 3,3% delle famiglie aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet.

FIG. 2.23 Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Circa la tipologia di prezzo preferita, l'84,7% 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 solo il 15,3% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Anche in questo caso, le cifre sono in lieve aumento rispetto all'anno precedente, quando il prezzo variabile era stato scelto dal 14,1% dei clienti domestici.

Inoltre, il 2,7% dei clienti ha firmato un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso quale condizione per l'applicazione del prezzo stabilito. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo variabile, dove la durata minima contrattuale si applica al 9% dei clienti, mentre è dell'1,6% nel caso di contratti a prezzo bloccato.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 32% dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela (erano il 41% nel 2018); il 58% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del PUN e il 6% dei clienti ne ha scelto uno indicizzato all'andamento del Brent (l'anno precedente i valori erano più simili: 35% per il contratto indicizzato al PUN e 18% per quello indicizzato al Brent). Il 3% dei clienti, infine, ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione diversa da quelle appena citate (erano il 7% nel 2018).

Circa il 37% 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, eventualmente condizionato al verificarsi di una determinata circostanza (per esempio, uno sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, uno sconto per la domiciliazione bancaria della bolletta ecc.). Più in dettaglio, risulta che, in media, lo sconto è applicato al 30% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 78%

dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto ha, però, subito una significativa riduzione rispetto al 2018, quando era risultata del 42%.

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi⁴¹ nei contratti sottoscritti (Tav. 2.50), tra i clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emerge una netta preferenza, tra l'altro in aumento, sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (il 44% dei clienti ha sottoscritto un contratto che la prevede), sia per la partecipazione, attraverso il contratto di energia elettrica, a un programma punti, che può essere tanto dell'operatore di vendita, quanto di altri soggetti (per esempio, punti spendibili in una catena di supermercati): il 38,2% dei clienti ha scelto un contratto che offre tale servizio aggiuntivo. Il 12,4% dei clienti, tuttavia, ha preferito un contratto privo di servizi aggiuntivi.

Tra i clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, più di metà ne ha scelto uno privo di servizi aggiuntivi. Anche tra questi clienti, però, si rileva un elevato interesse per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (28% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (10,5%). I programmi di raccolta punti e l'ottenimento di omaggi/gadget raccolgono una quota abbastanza modesta di preferenze, rispettivamente pari al 3,4% e all'1,3%.

TAV. 2.50 *Contratti per la fornitura di elettricità per tipo di prezzo e per tipo di servizi aggiuntivi: percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati*

CONTRATTI	2016	2017	2018	2019
A prezzo bloccato	84,6%	83,9%	85,9%	84,7%
A prezzo variabile	15,4%	16,1%	14,1%	15,3%
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo bloccato				
Nessun servizio aggiuntivo	n.d.	n.d.	12,2%	12,4%
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	49,6%	45,7%	39,1%	44,3%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	42,2%	45,0%	36,0%	38,2%
Servizi energetici accessori	3,9%	5,7%	7,4%	2,6%
Omaggio o gadget	n.d.	1,4%	0,2%	0,4%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	2,6%	0,5%	0,3%	0,7%
Altro	1,8%	1,7%	4,7%	1,5%
TOTALE	100%	100%	100%	100%
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo variabile				
Nessun servizio aggiuntivo	n.d.	n.d.	53,0%	52,3%
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	60,9%	48,9%	27,5%	28,0%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	5,8%	6,9%	2,5%	3,4%
Servizi energetici accessori	22,0%	16,1%	8,5%	10,5%
Omaggio o gadget	n.d.	23,1%	3,1%	1,3%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	4,1%	3,6%	1,4%	2,4%
Altro	7,2%	1,4%	4,1%	2,1%
TOTALE	100%	100%	100%	100%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

41 Più in dettaglio, i servizi aggiuntivi proposti nel questionario ai venditori erano:

- garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (offerta verde totale o percentuale);
- programma di raccolta punti (proprio o altrui);
- servizi energetici accessori (per esempio, strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione ecc.);
- omaggio o gadget;
- vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (per esempio, sconti sul rifornimento di benzina, abbonamenti a riviste ecc.);
- altro non compreso tra le voci precedenti.

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 nel mercato libero, ma non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando perdurano in una condizione di morosità.

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'Autorità, 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.

La procedura per il servizio di salvaguardia per il biennio 2019-2020 si è conclusa alla fine del 2018 con l'aggiudicazione del servizio a tre venditori: Enel Energia ed Hera Comm, già titolari nel biennio precedente, a cui si è aggiunta anche la società A2A Energia. La nuova aggiudicazione ha comportato, però, delle variazioni nei territori serviti. Fino al 2018 Enel Energia serviva 8 regioni (Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Lazio, Molise, Puglia e Basilicata), mentre Hera Comm serviva le restanti 12. Dal 2019, invece, A2A Energia si è aggiudicata Toscana, Umbria e Marche, Enel Energia è titolata al servizio in Calabria e Sicilia e Hera Comm svolge il servizio in tutte le rimanenti 15 regioni.

Secondo i dati ricevuti dai tre esercenti la salvaguardia nel 2019, il servizio si è ulteriormente ristretto rispetto all'anno precedente. Più precisamente, lo scorso anno risultano essere stati serviti in regime di salvaguardia 75.988 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*, cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), contro gli 80.457 del 2018 (erano 91.345 nel 2017). Complessivamente sono stati prelevati 3.643 GWh contro i 4.269 del 2018. In pratica, rispetto al 2018 il mercato della salvaguardia si è ridotto del 5,6% in termini di punti di prelievo e quasi del 15% in termini di energia consumata (Tav. 2.51).

TAV. 2.51 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2018	2019	VARIAZIONE	2018	2019	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	478	421	-12,0%	19,3	17,3	-10,6%
Altri usi	946	939	-0,7%	55,4	53,3	-3,8%
TOTALE BT	1.424	1.360	-4,5%	74,8	70,6	-5,5%
Illuminazione pubblica	21	33	57,9%	0,11	0,15	29,8%
Altri usi	2.571	2.088	-18,8%	5,6	5,2	-6,4%
TOTALE MT	2.592	2.121	-18,2%	5,7	5,4	-5,7%
Altri usi	253	162	-35,8%	0,03	0,03	-0,3%
TOTALE AT	253	162	-35,8%	0,03	0,03	-0,3%
TOTALE SALVAGUARDIA	4.269	3.643	-14,7%	80,5	76,0	-5,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La perdita di clienti maggiore si rileva nella bassa tensione, dove risultano essere usciti dal servizio circa 4.150 (-5,5%) dei quasi 4.500 clienti complessivamente usciti dalla salvaguardia rispetto al 2018. In media tensione si

sono registrati 320 punti di prelievo in meno (-5,7% dei punti serviti nel 2018), mentre i punti di prelievo in alta tensione sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto all'anno precedente. Nell'ambito della bassa tensione si può osservare che il calo più rilevante di punti serviti si è avuto nell'illuminazione pubblica, mentre i punti di prelievo in media tensione usciti dalla salvaguardia riguardano interamente gli altri usi. In generale, rispetto al 2018, i punti di prelievo con uso di illuminazione pubblica serviti in salvaguardia sono diminuiti di poco più di 2.000 unità, mentre quelli relativi agli altri usi sono diminuiti di circa 2.500 unità.

Corrispondenti e alquanto significativi cali si sono rilevati nei volumi acquisiti dai clienti in salvaguardia, che nel complesso hanno acquistato 626 GWh di energia in meno rispetto al 2018 (-14,7%): 64 GWh in meno i clienti in bassa tensione, 471 GWh in meno i clienti in media tensione e 91 GWh in meno quelli in alta tensione. Per l'illuminazione pubblica sono stati acquistati 45 GWh in meno rispetto al 2018, mentre per gli altri usi il calo nell'acquisto è stato di 581 GWh.

Complessivamente, i punti di prelievo relativi all'illuminazione pubblica serviti in salvaguardia nel 2019 sono scesi a circa 17.000 unità dalle 19.000 che risultavano nel 2018, con una diminuzione, quindi, del 10,4%; analogamente, l'energia da essi acquisita si è ridotta da 499 a 454 GWh (-9,1%). Gli altri usi, invece, hanno registrato una riduzione complessiva da circa 61.000 a 69.000 punti serviti (-4%) e una riduzione dei consumi del 15,5%, cioè da 3.770 a 3.190 GWh.

Dati questi andamenti, i consumi medi unitari dell'illuminazione pubblica sono leggermente cresciuti, da 25,7 a 26 MWh, mentre quelli degli altri usi sono diminuiti del 12%, passando da 61,8 a 54,5 MWh. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione è leggermente aumentato da 19 a 19,3 MWh, mentre quello degli utenti connessi in media tensione è nettamente diminuito, passando da 457 a 396 MWh, e i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono drasticamente scesi da 9,7 a 6,3 GWh.

Nel servizio di salvaguardia la quasi totalità dei clienti (il 93%) è allacciata in bassa tensione, il 7% è servito in media tensione e solo un esiguo 0,03% 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 37% (ma è cresciuta rispetto al 33% dell'anno precedente), quella dei clienti in alta tensione è del 4% (nel 2018 era del 6%), mentre la media tensione acquista quasi due terzi dell'energia complessivamente venduta in questo servizio (sebbene il suo peso sia sceso dal 61% del 2018 al 58% del 2019).

I clienti per l'illuminazione pubblica nel servizio di salvaguardia sono leggermente diminuiti (rappresentando, nel 2019, il 22,9% di tutti i clienti serviti in questo mercato, mentre nel 2018 contavano per il 24,2%), ma il loro peso è lievemente aumentato in termini di energia acquistata, passata dall'11,7% al 12,5% del totale. Gli usi industriali e commerciali hanno di conseguenza accresciuto, seppur di poco, la loro importanza in termini di clienti serviti (raggiungendo il 77,1% del totale, contro il 75,8% del 2018), mentre la loro preponderanza in termini di volumi è diminuita appena: nel 2019, infatti, i clienti per usi industriali e commerciali hanno prelevato l'87,5% di tutta l'energia venduta in salvaguardia, contro l'88,3% dell'anno precedente.

Un'analisi dettagliata a livello regionale è esposta nella tavola 2.52. Come in passato, Campania, Sicilia, Lazio e Lombardia sono, nell'ordine, le regioni nelle quali il ricorso al servizio di salvaguardia è maggiore: il 57,3% dell'energia acquistata in questo mercato viene, infatti, venduta in questi territori. Seguono Puglia e Calabria, che insieme assorbono un altro rilevante 17,5% dell'energia acquistata in salvaguardia.

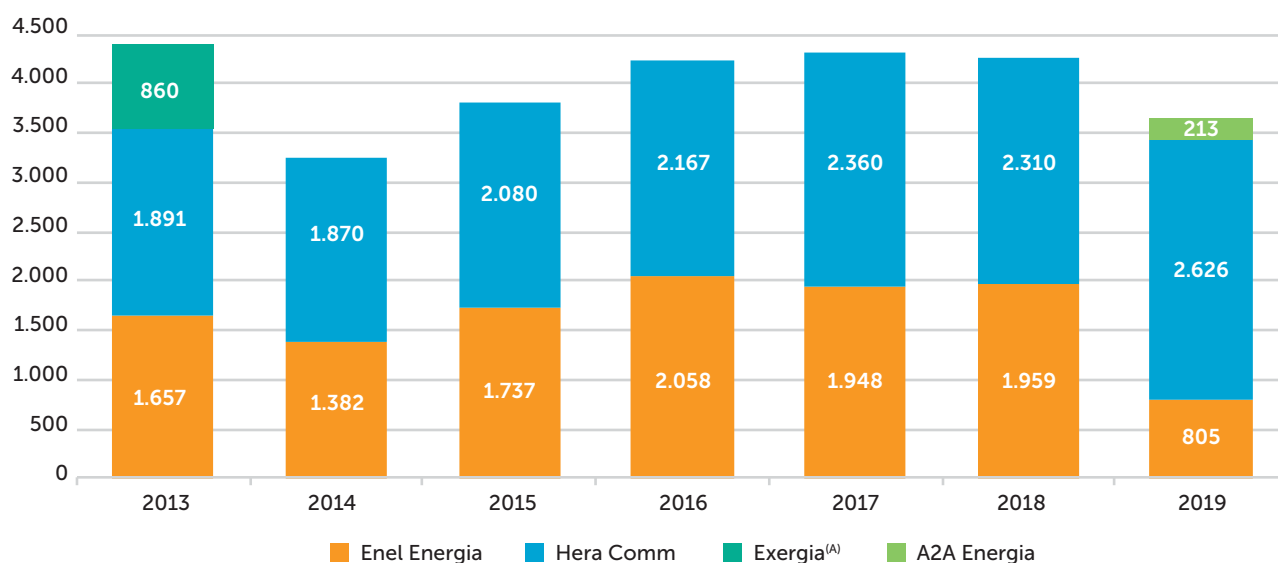
TAV. 2.52 Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

REGIONE	2018			2019		
	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Enel Energia	103	2,5	Hera Comm	110	2,4
Valle d'Aosta	Enel Energia	1	0,0	Hera Comm	3	0,0
Lombardia	Enel Energia	420	8,5	Hera Comm	392	8,4
Trentino-Alto Adige	Enel Energia	40	0,1	Hera Comm	44	0,5
Veneto	Hera Comm	168	3,8	Hera Comm	115	2,6
Friuli-Venezia Giulia	Hera Comm	69	1,6	Hera Comm	45	0,9
Liguria	Enel Energia	95	1,2	Hera Comm	61	1,2
Emilia-Romagna	Hera Comm	86	2,1	Hera Comm	81	2,2
Toscana	Hera Comm	203	5,8	A2A Energia	142	4,0
Umbria	Hera Comm	32	1,2	A2A Energia	23	1,0
Marche	Hera Comm	98	2,0	A2A Energia	48	1,3
Lazio	Enel Energia	730	8,2	Hera Comm	465	7,8
Abruzzo	Hera Comm	109	2,4	Hera Comm	103	2,2
Molise	Enel Energia	106	0,5	Hera Comm	19	0,4
Campania	Hera Comm	623	9,9	Hera Comm	711	10,2
Puglia	Enel Energia	412	6,0	Hera Comm	354	7,7
Basilicata	Enel Energia	53	0,8	Hera Comm	49	1,0
Calabria	Hera Comm	231	7,3	Enel Energia	284	7,6
Sicilia	Hera Comm	588	13,7	Enel Energia	520	12,4
Sardegna	Hera Comm	102	2,7	Hera Comm	73	2,1
ITALIA		4.269	80,5		3.643	76,0

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Attraverso la tavola è possibile osservare, inoltre, come il calo medio nazionale rilevato nei punti di prelievo serviti in salvaguardia, pari al 5,6%, sia come sempre il risultato di una variabilità territoriale veramente molto ampia: si passa, infatti, da regioni in cui la diminuzione rispetto al 2018 risulta particolarmente elevata (in Friuli-Venezia Giulia i clienti sono calati del 40%, nelle Marche, in Veneto, in Toscana e in Molise del 30%, in Sardegna del 20%) a regioni in cui si registra, al contrario, un netto aumento (Trentino Alto-Adige, Valle d'Aosta, Puglia e Basilicata).

Naturalmente l'incidenza di Enel Energia nel mercato della salvaguardia è drasticamente diminuita nel 2019: in virtù degli esiti delle aste, la società, che nel 2018 serviva 8 regioni, nel 2019 ne ha servite solo 2. Pertanto, la sua quota in termini di volumi venduti è crollata dal 45,9% al 22,1% (Fig. 2.24). Viceversa, Hera Comm è passata da 12 a 15 regioni servite e di conseguenza la sua quota è salita dal 54,1% al 72,1%; la nuova entrata A2A Energia, con 3 regioni servite nel 2019, ha accumulato una quota del 5,8%.

FIG. 2.24 Venditori e volumi nel servizio di salvaguardia (in GWh)

(A) Negli ultimi tre mesi del 2013 il servizio fu svolto dalla società AEM Comune di Chiomonte al posto di Exergia.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Alla fine del 2019 l'Autorità ha provveduto ad aggiornare⁴² 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 2020.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2020 risulta pari a 2,757 c€/kWh. Nella tavola 2.53 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2019, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2020. I valori delle componenti UC3 e UC6⁴³ considerate nel calcolo per gli anni 2019 e 2020 sono, rispettivamente, quelli⁴⁴ riferiti al quarto trimestre del 2019 e al primo trimestre del 2020. Nelle tavole 2.54 e 2.55 sono riportate le tariffe medie per tipologia di cliente rispettivamente per i servizi di trasmissione e distribuzione e per il servizio di misura.

42 Con la delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

43 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 (€/kWh). La componente UC6 serve per coprire una parte dei costi del sistema di incentivi 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 (€/kW/anno) e una parte applicata all'energia consumata (€/kWh).

44 Fissati con le delibere 24 settembre 2019, 382/2019/R/com (che conferma i valori approvati con la delibera 27 dicembre 2018, 711/2018/R/com) e 27 dicembre 2019, 572/2019/R/com.

TAV. 2.53 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC3 e UC6	TOTALE
2019	0,697	1,752	0,253	0,054	2,756
2020	0,733	1,718	0,257	0,049	2,757
Differenza	0,036	-0,034	0,004	-0,005	0,001
Variazione	5,2%	-1,9%	1,6%	-9,3%	0,04%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.54 Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh, con componenti UC3 e UC6 incluse)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2019	2020	DIFFERENZA
BT usi domestici	4,396	4,356	-0,039
BT illuminazione pubblica	2,136	2,142	0,006
BT altri usi	3,164	3,146	-0,018
MT illuminazione pubblica	1,404	1,420	0,016
MT altri usi	1,553	1,566	0,014
AT	0,770	0,802	0,033
AAT	0,683	0,716	0,033

Fonte: ARERA.

TAV. 2.55 Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2019	2020	DIFFERENZA
BT usi domestici	0,861	0,874	0,014
BT illuminazione pubblica	0,057	0,062	0,005
BT altri usi	0,199	0,201	0,002
MT illuminazione pubblica	0,056	0,059	0,003
MT altri usi	0,024	0,025	0,001
AT	0,004	0,004	0,000
AAT	0,001	0,001	0,000

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 della vendita.

L'analisi dei dati trasmessi dagli operatori, sia per la sola componente dei costi di approvvigionamento, sia per i prezzi finali al netto delle imposte, ha mostrato un'elevata variabilità nella spesa unitaria dei clienti. Tale risultato è riscontrabile per tutte le classi di consumo, sia pure con alcune differenze. Come si vede nella tavola 2.56, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori sono compresi

tra il minimo attorno a 177 €/MWh, riscontrabile per i clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno), e il massimo di 555 €/MWh, relativo alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Pertanto, risulta completamente superato il caratteristico andamento a U che emergeva in passato. Ciò è riconducibile all'attuazione delle prime due fasi della riforma delle tariffe di rete e degli oneri di sistema⁴⁵, volta a superare gradualmente la preesistente struttura progressiva delle tariffe stesse. Anche il costo di approvvigionamento, come sempre, diminuisce continuamente al crescere dei consumi.

A riprova dell'elevata variabilità dei prezzi praticati dai venditori, si possono osservare i dati presentati nella tavola 2.57 che, per ciascuna classe di consumo dei clienti domestici, suddivide per fasce di prezzo (espresse in €/MWh) i costi di approvvigionamento riscontrati nel mercato libero e riporta la relativa quota di elettricità venduta. La classe dei clienti più piccoli (fino a 1.000 kWh/anno) presenta la massima concentrazione, con oltre tre quarti delle vendite nella fascia di prezzo più elevata (oltre 150 €/MWh). Per contro, la massima dispersione dei valori è rintracciabile nella classe successiva (clienti con consumi tra 1.000 e 1.800 kWh/anno), nella quale quasi tutte le fasce di prezzo presentano quote significative, anche se, complessivamente, oltre l'80% delle quantità vendute ricade sopra la soglia di 100 €/MWh. Nelle due classi seguenti (consumi da 1.800 a 3.500 kWh/anno) quasi il 90% delle vendite si situa nell'intervallo da 75 a 150 €/MWh e, in particolare, nella fascia centrale da 100 a 125 €/MWh, che da sola assorbe quasi la metà del totale (45%). Nella classe da 3.500 a 5.000 kWh/anno, oltre l'80% delle quantità vendute ricade nell'intervallo di prezzo compreso tra 75 e 125 €/MWh. Infine, nelle due classi relative ai clienti più grandi (oltre 5.000 kWh/anno), si riscontra nuovamente una distribuzione più concentrata, in cui la fascia da 75 a 100 €/MWh raccoglie più della metà (55%) delle quantità vendute e circa il 95% di queste ultime si colloca sotto la soglia dei 125 €/MWh.

TAV. 2.56 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2019 per classe di consumo (quantità di 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	3.766	8.132	554,5	191,2
1.000-1.800	10.246	7.283	243,1	125,7
1.800-2.500	12.244	5.732	208,8	114,2
2.500-3.500	14.444	4.918	198,3	108,0
3.500-5.000	10.186	2.498	192,3	102,8
5.000-15.000	6.382	968	188,6	97,2
> 15.000	816	29	176,8	88,1
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.084	29.559	229,1	115,5

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

⁴⁵ Attuata con la delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel. In particolare, il 1° gennaio 2017 è avvenuta la piena applicazione della tariffa non progressiva per i servizi di rete ed è stato effettuato il primo intervento sugli oneri di sistema, in modo da diminuire l'effetto di progressività e limitare a due il numero di scaglioni di consumo annuo.

TAV. 2.57 Ripartizione dei clienti domestici nel 2019 per prezzo di approvvigionamento nel mercato libero (prezzi minimi e massimi in €/MWh)

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	FASCE DI PREZZO (c€/kWh)					PREZZO MINIMO	PREZZO MASSIMO
	0-75	75-100	100-125	125-150	> 150		
0-1.000	6%	5%	6%	7%	76%	24,7	399,8
1.000-1.800	6%	12%	30%	34%	19%	15,8	340,7
1.800-2.500	7%	21%	45%	21%	6%	16,0	298,7
2.500-3.500	8%	32%	45%	12%	3%	14,7	282,0
3.500-5.000	9%	42%	40%	7%	2%	14,4	332,3
5.000-15.000	12%	54%	28%	4%	2%	16,1	361,9
> 15.000	20%	55%	22%	2%	0%	16,5	226,9
TOTALE DOMESTICI	9%	30%	31%	13%	16%	14,4	399,8

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Come già evidenziato *supra* nell'analisi relativa al mercato libero, negli anni sono aumentate le offerte disponibili per i clienti finali. Alcune di queste offerte includono forniture a prezzo bloccato per un periodo predeterminato (uno o due anni), in cui i meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti (e, in particolare, dalle attese sull'andamento dei prezzi dell'energia esistenti in quel momento) e dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tenere conto dei rischi di mutamento del mercato). Altre offerte sono a prezzo variabile: alcune di queste prevedono sconti sulla componente materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (come sconti al supermercato, sul carburante, su servizi telefonici, servizi di manutenzione assicurazione ecc.). Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo. Tali elementi possono spiegare le differenze nei livelli dei corrispettivi medi unitari che si riscontrano tra mercato libero e servizio di maggior tutela (Tav. 2.58).

TAV. 2.58 Prezzi medi finali ai clienti domestici nel 2019 per classe di consumo e tipo di mercato (in €/MWh)

CLASSE DI CONSUMO	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO			PREZZO MEDIO TOTALE (AL NETTO DELLE IMPOSTE)		
	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFFERENZIALE	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFFERENZIALE
< 1.000	186,3	196,6	10,3	564,6	543,4	-21,1
1.000-1.800	110,1	141,1	31,0	222,0	263,9	41,9
1.800-2.500	98,7	129,1	30,3	189,6	227,1	37,5
2.500-3.500	92,7	122,0	29,3	180,0	214,9	35,0
3.500-5.000	88,2	115,5	27,3	175,1	207,3	32,3
5.000-15.000	83,9	108,0	24,2	173,0	201,3	28,3
> 15.000	80,2	97,3	17,1	165,9	189,6	23,7
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	101,9	128,1	26,2	215,0	242,1	27,1

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.59 *Prezzi medi finali ai clienti non domestici nel 2019 per livello di tensione (quantità di energia in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)*

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO
Bassa tensione	73.198	7.269	210,8	94,8
Media tensione	98.361	108	138,4	73,3
Alta e altissima tensione	26.480	1	81,7	62,7
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	198.039	7.378	157,6	79,8

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito della componente relativa ai costi di approvvigionamento, la prima classe di consumo (fino a 1.000 kWh/anno) presenta la differenza più contenuta tra i due mercati, mentre divari più consistenti, sia in termini assoluti che percentuali, sono esibiti dalle tre classi centrali (consumi tra 1.800 e 5.000 kWh/anno). Il confronto mostra un andamento analogo nel prezzo finale (al netto delle imposte), salvo differenziali più contenuti in termini percentuali, nonché il comportamento in controtendenza della prima classe di consumo, per la quale il mercato libero presenta un livello di prezzo inferiore, che può essere ricondotto a una diversa incidenza dei clienti residenti, gravati in minor misura dagli oneri di sistema.

Nella tavola 2.59 sono riportati i dati relativi ai clienti non domestici, distinti per livello di tensione. L'ammontare dei corrispettivi unitari presenta, come di consueto, una relazione inversa con il livello di tensione.

Nella tavola 2.60, infine, è mostrata la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato. I corrispettivi medi più bassi sono riscontrabili nel mercato libero, che presenta anche i quantitativi di energia più elevati.

TAV. 2.60 *Prezzi medi finali ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2019 (quantità di energia in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)*

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO
Maggior tutela	12.666	2.638	244,9	101,0
Salvaguardia	1.360	71	205,9	100,2
Mercato libero	59.171	4.561	203,6	93,3
CLIENTI NON DOMESTICI BT	73.198	7.269	210,8	94,8

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Approvvigionamento di Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica, avvenuta il 1° luglio 2007⁴⁶, 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 piccole 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, infatti, serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, svolto da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara. Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, 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 2.61 riporta i volumi di approvvigionamento di Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2019.

TAV. 2.61 *Approvvigionamento di Acquirente unico nel 2019 (GWh, al lordo delle perdite di rete, e prezzi in €/MWh)*

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Mercato del giorno prima (MGP)	16.321	13.373	15.694	45.388
Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)	5,5	0,5	-	6
Sbilanciamento unità di consumo ^(A)	78	69	166	313
TOTALE	16.405	13.442	15.860	45.707
Media del prezzo di cessione	70,60	70,05	57,88	-

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, 111/06 e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, Acquirente unico abbia effettuato acquisti esclusivamente sui mercati a pronti, in particolare sull'MGP per il 99% del proprio fabbisogno e, per la minima restante quota, sull'MPEG; come già nel 2018, anche nel 2019 non sono, invece, stati sottoscritti contratti al di fuori del sistema delle offerte. La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita ad 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 2020⁴⁷, l'ammontare di energia elettrica acquistata, e da acquistare, sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno di Acquirente unico, stimato pari a circa 42,2 TWh.

L'ultima riga della tavola riporta, invece, il prezzo di cessione applicato nel 2019 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.

⁴⁶ Ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73.

⁴⁷ I dati relativi all'anno 2019 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2020.

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Nell'ambito del paniere di spesa per la rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, il peso dell'energia elettrica è sceso dal 2,16% del 2019 all'1,94% del 2020, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat⁴⁸.

Il segmento dell'energia elettrica è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende due dei beni di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'energia elettrica e il gas. Poiché anche il peso di quest'ultimo è lievemente diminuito nel 2020 (si veda il Capitolo 3 di questo stesso Volume), l'incidenza della tipologia in esame è passata dal 4,53% del 2019 al 3,77% del 2020.

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat presenta nel 2019 livelli superiori a quelli dell'anno precedente in tutti i mesi, con l'eccezione di ottobre (-0,2%), determinando un aumento medio annuo del 5%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dello 0,6%, la variazione in termini reali è pari al 4,3%.

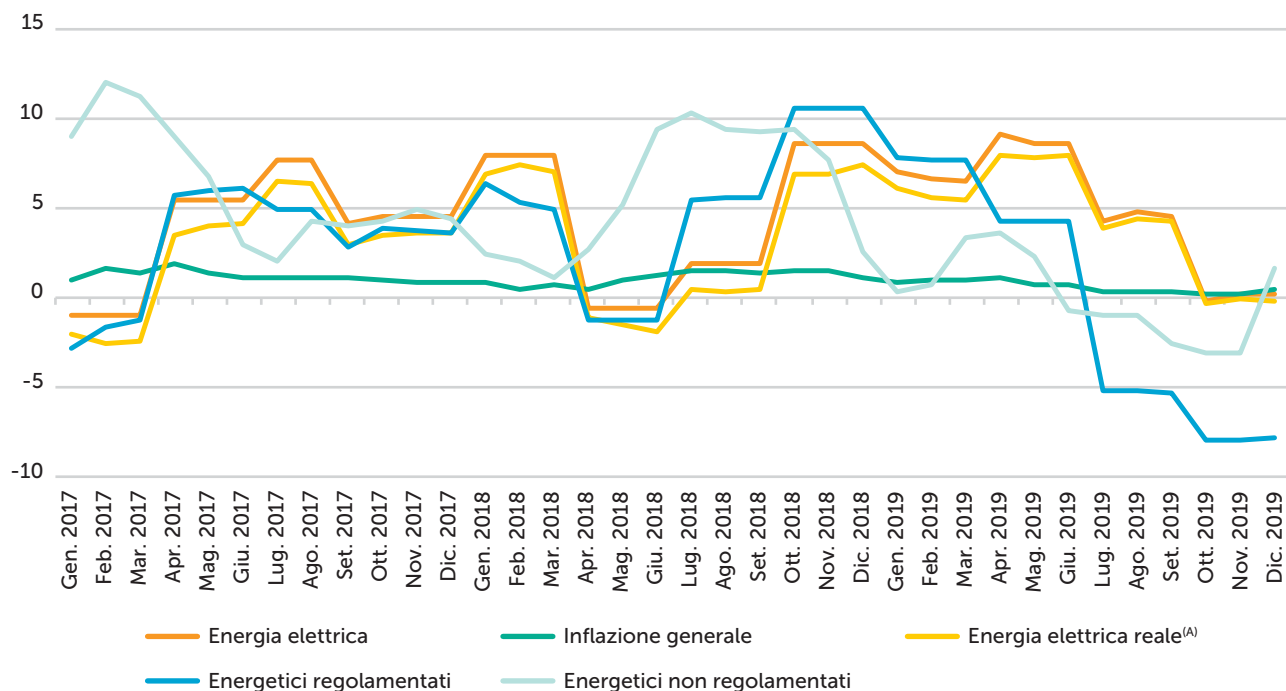
TAV. 2.62 Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015 = 100 e variazioni percentuali)

MESE	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	116,2	7,1%	102,4	0,9%	113,5	6,2%
Febbraio	115,7	6,6%	102,5	1,0%	112,9	5,6%
Marzo	115,6	6,5%	102,8	1,0%	112,5	5,5%
Aprile	111,5	9,2%	103,0	1,1%	108,3	8,0%
Maggio	111,0	8,7%	103,0	0,8%	107,8	7,9%
Giugno	111,0	8,7%	103,1	0,7%	107,7	8,0%
Luglio	111,5	4,3%	103,1	0,4%	108,1	3,9%
Agosto	112,1	4,9%	103,5	0,4%	108,3	4,5%
Settembre	111,8	4,6%	102,9	0,3%	108,6	4,3%
Ottobre	113,2	-0,2%	102,8	0,2%	110,1	-0,4%
Novembre	113,6	0,2%	102,6	0,2%	110,7	0,0%
Dicembre	113,7	0,3%	102,8	0,5%	110,6	-0,2%
ANNO 2019	113,1	5,0%	102,9	0,6%	109,9	4,3%

(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.

⁴⁸ 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. Al fine di misurare le quote di spesa con riferimento ai valori del periodo che definisce la base di calcolo degli indici, ossia dicembre 2019, i dati relativi ai consumi finali delle famiglie, riferiti invece all'anno 2018, vengono opportunamente inflazionati sulla base delle variazioni di prezzo misurate nel corrispondente intervallo temporale.

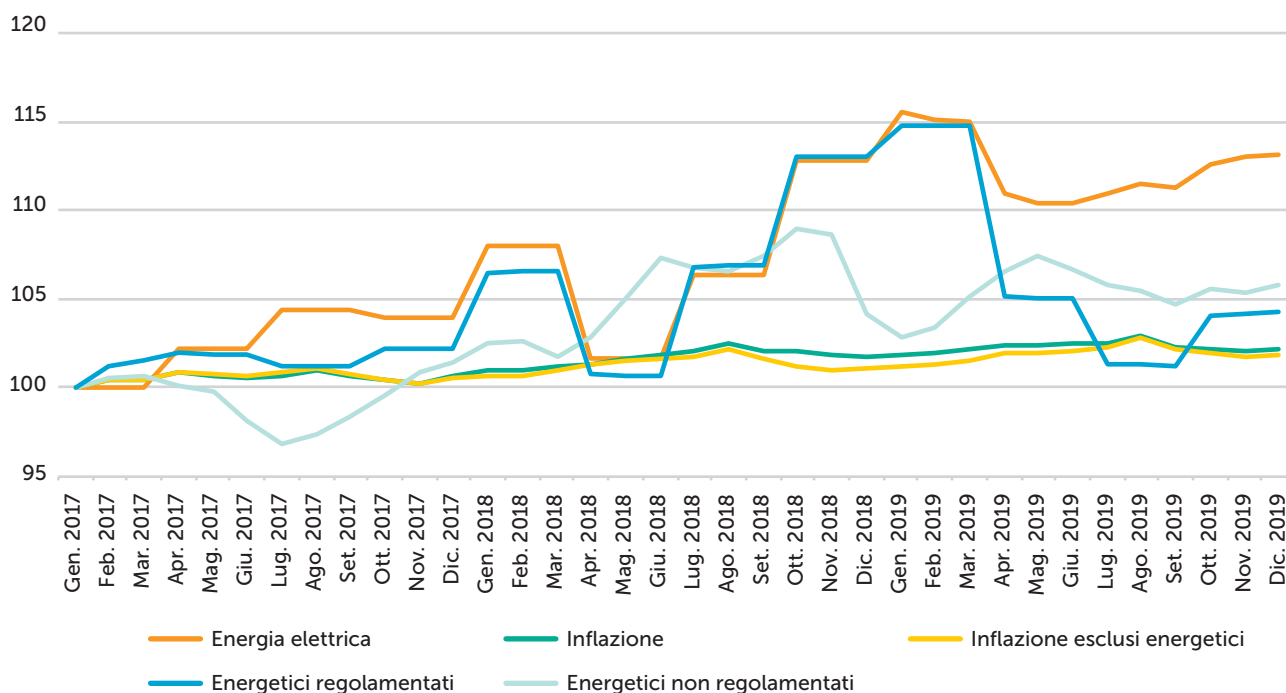
FIG. 2.25 *Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio: variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo*

(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.

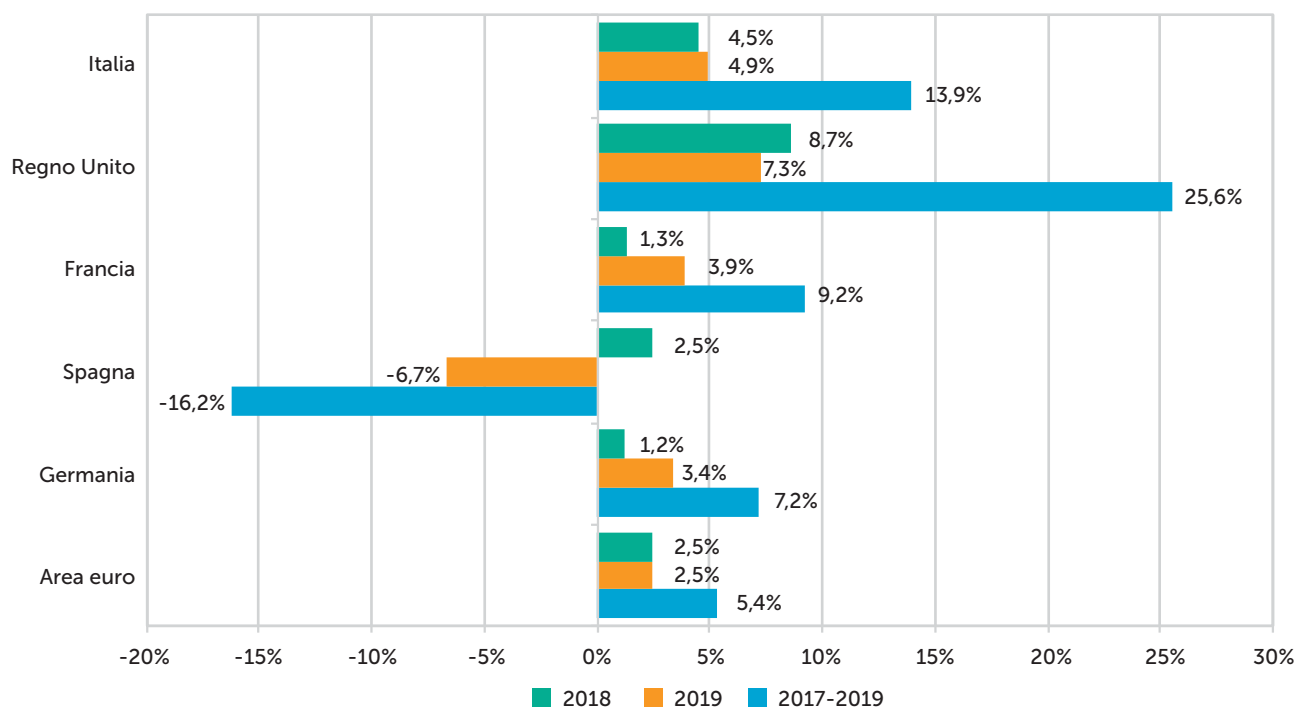
L'andamento dell'indice dell'elettricità è stato simile a quello dei "Beni energetici regolamentati" (Fig. 2.25) sino all'estate 2018, quando invece questi ultimi hanno presentato tassi di variazione a 12 mesi sensibilmente più elevati. Nei mesi successivi i due andamenti si sono riavvicinati, per allontanarsi nuovamente nella seconda metà del 2019, quando, al contrario di quanto avvenuto nell'estate precedente, l'energia elettrica ha presentato tassi di variazione nettamente più elevati (circa 8 punti in più).

Quanto descritto in precedenza è più evidente nella figura 2.26, in cui viene confrontata la dinamica degli indicatori nell'ultimo triennio ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2017). Appare netta la divaricazione tra l'insieme dei beni energetici regolamentati e l'energia elettrica nell'ultimo semestre, con quest'ultima che ha presentato l'incremento più elevato nel triennio (circa il 13%). Nello stesso arco temporale i beni regolamentati e quelli non regolamentati mostrano un incremento analogo (circa il 5%), di poco superiore a quello del livello generale dei prezzi (circa il 2%).

FIG. 2.26 Livello dei prezzi nell'ultimo triennio (indici base gennaio 2017 = 100)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - indici nazionali.

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. 2.27). L'aumento del 4,9% registrato nel 2019 in Italia risulta lievemente superiore sia alla media dell'Area euro (+2,5%), sia a quelli dei principali paesi dell'Area (Francia +3,9%, Germania +3,4%, Spagna -6,7%); un incremento più elevato di quello dell'Italia può essere trovato, al di fuori dell'Area euro, nel Regno Unito (+7,3%). Risultati simili si ottengono considerando l'insieme degli ultimi tre anni, nei quali l'Italia presenta un aumento a due cifre (+13,9%), superiore sia alla media dell'Area euro (+5,4%), sia ai tre principali paesi dell'Area (Francia +9,2%, Germania +7,2%, Spagna -16,2%); nettamente al di sopra di tutti si colloca il Regno Unito (+25,6%), il cui forte incremento è riconducibile, almeno in parte, alla svalutazione della sterlina seguita al referendum del 2016 sull'uscita dall'Unione europea.

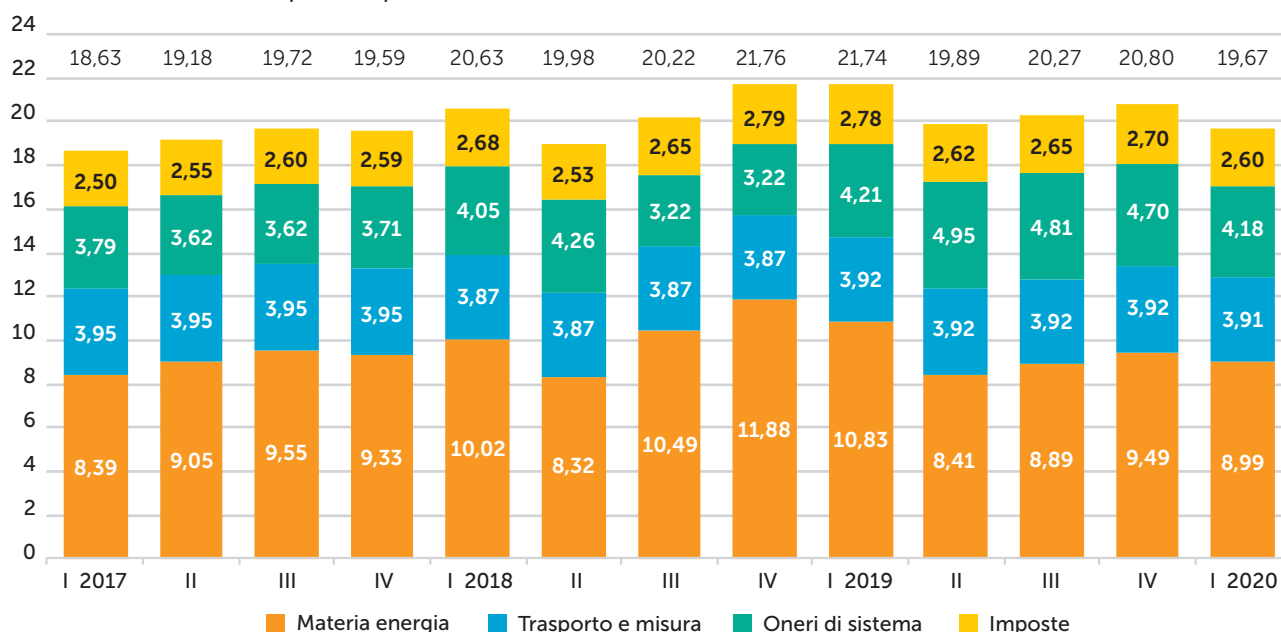
FIG. 2.27 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei (variazioni percentuali)

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

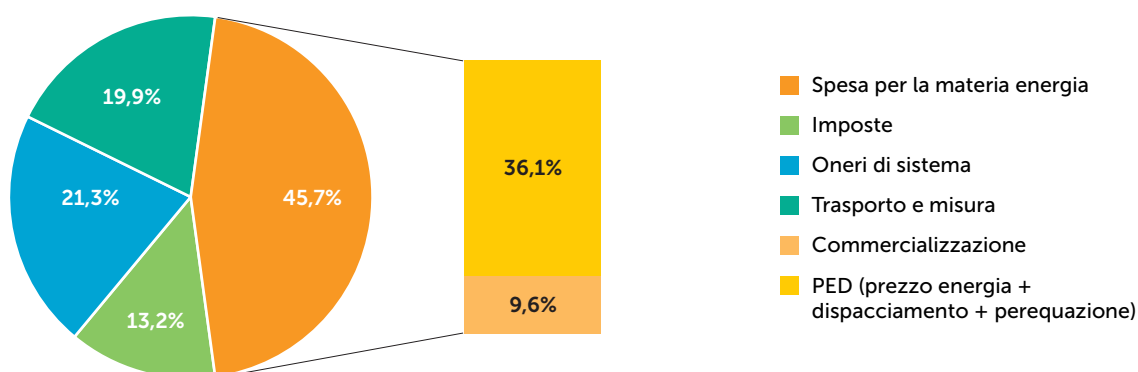
Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica è coerente con l'andamento delle condizioni 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. Per tale consumatore tipo, le forniture in maggior tutela presentano dal 2015 all'inizio del 2017 livelli di prezzo sostanzialmente stabili. A partire dal secondo trimestre 2017 si è manifestata una tendenza al rialzo che ha condotto a un primo massimo di 20,62 c€/kWh registrato a inizio 2018 (Fig. 2.28). In seguito, si è affermato un andamento spiccatamente stagionale, con valori più bassi nel trimestre primaverile (aprile-giugno) e più elevati nel periodo da ottobre a marzo. L'intera dinamica risulta dall'evoluzione delle singole componenti. In dettaglio:

- la materia energia è la voce con la maggiore incidenza (oltre il 40%) e con un'evoluzione spiccatamente stagionale, dovuta alle oscillazioni che si formano nei mercati all'ingrosso, pertanto il suo andamento condiziona quello del prezzo totale; nel periodo considerato (da gennaio 2017 ad aprile 2020) tale componente ha presentato un minimo (8,32 c€/kWh) nel secondo trimestre 2018 e un massimo nel quarto trimestre dello stesso anno (11,88 c€/kWh);
- i costi di trasporto e misura sono rimasti stabili in tutto il periodo intorno al valore medio di 3,91 c€/kWh, dal quale non si sono discostati più di 0,04 c€/kWh;
- gli oneri di sistema presentano un valore medio non molto diverso dalla voce precedente (circa 4 c€/kWh), ma sono caratterizzati da oscillazioni molto più ampie, essendo compresi tra il minimo di 3,22 c€/kWh della seconda metà del 2018 e il massimo di 4,95 c€/kWh del secondo trimestre 2019.

FIG. 2.28 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW (in c€/kWh)


Fonte: ARERA.

FIG. 2.29 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 (valori aggiornati al primo trimestre 2020)


Fonte: ARERA.

Al 1° gennaio 2020, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, risulta pari a 17,08 c€/kWh al netto delle imposte e a 19,67 c€/kWh al lordo delle imposte (Fig. 2.29).

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 19,7% del prezzo lordo complessivo, in lieve calo rispetto a quello registrato nel secondo trimestre 2017 (20,4%).

L'insieme dei corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica nel primo trimestre 2020 possiede un'incidenza del 45,6%, in calo rispetto a un anno prima (49,8%). Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

- i costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (elemento PE);
- i costi di dispacciamento (elemento PD);
- i saldi risultanti dal sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (elementi PPE_1 e PPE_2);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e $DISP_{BT}$).

Le voci a copertura dei costi di trasporto e misura (incluse le componenti tariffarie UC3 e UC6, in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) rappresentano il 19,9% del prezzo lordo complessivo, con un'incidenza in aumento rispetto a quella del primo trimestre 2019 (18%). Infine, al 1° gennaio 2020 gli oneri generali di sistema, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, incidono sul prezzo lordo per il 21,3%, anch'essi con un peso in aumento di 1,9 punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2019.

TAV. 2.63 Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2019 (in milioni di euro)

VOCE	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A_{SOS}	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP6	11.962,37
A _{3*SOS} ^(A)	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP6	10.492,46
A _{ESOS}	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.916,03
A _{91/14SOS} ^(B)	Sconti previsti dal decreto legge n. 91/2014	-446,11
A_{RIM}	Rimanenti oneri generali	3.019,34
A _{2RIM}	Oneri per il finanziamento di attività nucleari residue	475,60
A _{3RIM}	Oneri relativi alla produzione da rifiuti non biodegradabili	10,95
A _{4RIM}	Regimi tariffari speciali ferrovie	507,54
A _{5RIM}	Finanziamento della ricerca	102,37
A _{SRIM}	Bonus sociale	234,73
A _{uc4RIM}	Imprese elettriche minori	104,54
A _{uc7RIM}	Efficienza energetica negli usi finali	1.422,74
A _{SVRIM}	Sviluppo tecnologico	82,62
A _{mctRIM}	Misure di compensazione territoriale	78,25
TOTALE		14.981,71

(A) Compresi gli sconti alle imprese a forte consumo di energia elettrica.

(B) L'elemento A_{91/14SOS} è negativo in quanto si tratta di sconti riconosciuti a utenti in bassa e media tensione non inclusi tra le imprese a forte consumo di energia elettrica.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati CSEA.

La tavola 2.63 illustra la ripartizione del gettito complessivo proveniente dagli oneri generali di sistema di competenza del 2019 tra le diverse componenti, evidenziando, come sempre, il peso predominante della componente A_{3*SOS} a sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP6. Per ulteriori informazioni di dettaglio, si rimanda al Capitolo 3 del Volume 2.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La continuità del servizio di trasmissione è misurata principalmente mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS). Il valore di ENS registrato nel 2019 è il più elevato del periodo 2010-2019, superiore al doppio del valore massimo annuale di ENS riscontrato fino al 2018. Nella tavola 2.64 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS negli anni dal 2010 al 2019.

TAV. 2.64 Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti (in MWh/anno)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ENS^(A)	2.175	3.131	4.460	2.980	1.693	3.211	1.686	4.104	4.033	10.179

(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.

L'elevato valore di ENS registrato nel 2019 è dovuto principalmente a quattro incidenti rilevanti che hanno coinvolto cinque clienti finali in alta tensione (senza possibilità di controalimentazione dalla rete di distribuzione), caratterizzati da una ENS complessivamente pari a 8.063 MWh. L'incidente rilevante è un'interruzione con ENS superiore a 250 MWh, tenuto conto degli effetti dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici, tali da consentire l'alimentazione degli utenti connessi alle reti di distribuzione – a seguito di disalimentazioni delle cabine primarie originate sulla Rete di trasmissione nazionale (RTN) – tramite la rete di distribuzione.

Nella tavola 2.65 è riportato il numero degli incidenti rilevanti e la relativa ENS nel periodo 2010-2019, mentre nella tavola 2.66 è riportato il numero di episodi di mitigazione resi dalle imprese distributrici nel periodo 2012-2019 e l'entità complessiva dell'energia controalimentata.

TAV. 2.65 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti (numero di incidenti rilevanti e MWh/anno)

ANNO	INCIDENTI RILEVANTI	ENS
2010	1	339
2011	2	1.305
2012	3	2.985
2013	2	1.163
2014	0	0
2015	2	1.876
2016	1	295
2017	2	1.593
2018	1	2.437
2019	4	8.063

Fonte: Rapporti annuali di Terna e comunicazioni di Terna ad ARERA.

TAV. 2.66 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
Episodi	17	22	9	17	6	12	17	18
Mitigazione	447	1.408	353	232	133	1.392	785	275

Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

Ai fini della regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione, l'indicatore oggetto di regolazione premi-penalità è la ENS ottenuta escludendo i volumi di ENS derivanti da cause non riconducibili all'operato di Terna e considerando il contributo degli incidenti rilevanti corretto da una funzione di saturazione (ENS regolata).

Per il periodo 2016-2023 gli obiettivi di miglioramento annuo della ENS regolata sono riferiti all'intera Rete di trasmissione nazionale, con l'esclusione della rete già di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane e successivamente acquisita con contratto di compravendita da Terna e conferita alla RTN (RTN FSI); nel 2019 il valore obiettivo della ENS regolata è pari a 881 MWh, mentre il valore effettivo di ENS regolata comunicato da Terna, e ancora oggetto di verifica da parte dell'Autorità, è pari a 540 MWh.

Il numero medio delle interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti) e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) per utente dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, inclusi gli incidenti rilevanti, è riportato nella tavola 2.67. Nel 2019 tale numero medio, su base nazionale, è peggiorato rispetto ai valori registrati negli anni precedenti, che già evidenziavano un andamento crescente, risultando essere il peggior valore dal 2010. Su base zonale risultano aver migliorato, rispetto agli anni 2017 e 2018, le aree operative territoriali gestite da Terna di Firenze, Roma e Cagliari.

TAV. 2.67 Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN (numero di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti)^(A) per Area operativa territoriale (AOT))

AOT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Torino	0,21	0,25	0,20	0,25	0,29	0,47	0,47	0,48	0,46	0,63
Milano	0,10	0,09	0,16	0,18	0,20	0,42	0,25	0,27	0,27	0,30
Padova	0,29	0,31	0,33	0,46	0,89	0,45	0,44	0,47	0,53	0,62
Firenze	0,19	0,14	0,16	0,25	0,17	0,65	0,22	0,57	0,40	0,33
Roma	0,32	0,42	0,70	0,57	0,45	0,75	0,55	0,83	0,67	0,51
Napoli	1,14	0,90	0,99	0,95	0,95	1,04	0,65	0,81	1,14	1,62
Palermo	0,80	0,95	0,79	0,84	1,11	0,89	0,70	0,60	0,76	0,82
Cagliari	0,11	0,27	0,41	0,73	2,33	0,61	0,16	0,44	0,29	0,23
TOTALE ITALIA	0,39	0,39	0,45	0,49	0,61	0,65	0,44	0,57	0,59	0,70

(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.

Dal 2016 è in vigore un nuovo meccanismo di regolazione individuale a tutela dei clienti finali alimentati in altissima o alta tensione (AAT o AT). I clienti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità o che subiscono una disalimentazione di durata prolungata (Tav. 2.68),

in entrambi i casi di responsabilità di Terna, ricevono un indennizzo economico se hanno adempiuto a un obbligo informativo nei confronti di Terna.

L'ammontare versato da Terna relativamente alle interruzioni accadute nell'anno 2019 è pari a circa 91.000 euro per il numero di interruzioni e 4.000 euro per la durata massima delle interruzioni.

TAV. 2.68 *Standard relativi al numero di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi e alla durata massima delle interruzioni senza preavviso per i clienti finali AAT o AT*

TIPOLOGIA DI CLIENTE FINALE	NUMERO MASSIMO DI INTERRUZIONI LUNGHE E BREVI	DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI
Clienti con connessione magliata	0	2 ore
Clienti con connessione radiale con livello di tensione superiore a 150 kV	0	2 ore
Clienti finali con connessione radiale con livello di tensione non superiore a 150 kV	1	2 ore

Fonte: 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 calendariali di anticipo rispetto alla sua esecuzione, mentre è considerata non programmata negli altri casi.

All'indisponibilità di elementi della rete non corrisponde un'indisponibilità dell'alimentazione elettrica all'utente: tale circostanza si verifica qualora l'utente sia connesso in assenza di ridondanza e venga meno un elemento di rete necessario alla sua alimentazione elettrica (per esempio, perdita della linea di alimentazione in antenna per un utente da essa alimentato).

Nelle tavole da 2.69 a 2.73 sono sintetizzate le principali evidenze emerse nel periodo 2015-2019, con un rilievo particolare per l'indisponibilità delle linee elettriche aeree dal momento che tra i vari elementi di rete (tra cui montanti di linea, sistemi di sbarre, trasformatori, cavi ecc.) le linee elettriche aeree sono quelli maggiormente significativi ai fini della rappresentatività dell'indisponibilità dell'intera RTN.

TAV. 2.69 ASAI^(A) relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2015	2016	2017	2018	2019
Torino	98,922%	98,977%	98,964%	98,981%	98,824%
Milano	99,096%	99,122%	98,933%	98,772%	98,526%
Padova	99,041%	99,254%	99,073%	98,826%	98,623%
Firenze	98,856%	98,813%	98,913%	98,770%	98,526%
Roma	99,233%	99,144%	98,944%	99,231%	99,072%
Napoli	99,314%	99,504%	99,246%	99,060%	98,950%
Palermo	99,220%	99,278%	99,254%	99,312%	99,371%
Cagliari	99,328%	99,181%	99,131%	98,578%	98,172%
TOTALE TERNA	99,101%	99,163%	99,043%	98,939%	98,760%

(A) Average system availability index: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.70 ASAI^(A) relativo alle linee elettriche aeree

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019
Linee ≤ 150 kV	99,085%	99,127%	98,890%	98,662%	98,517%
Linee 220 kV	97,416%	98,267%	97,034%	96,778%	94,906%
Linee 380 kV	98,476%	99,034%	98,195%	98,310%	97,589%

(A) Average system availability index: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.71 Numerosità delle indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019
Numero medio di indisponibilità^(A) annue programmate					
Linee ≤ 150 kV	1,031	1,264	1,414	1,510	1,572
Linee 220 kV	1,925	1,809	2,212	2,040	2,779
Linee 380 kV	1,298	1,463	1,697	1,732	1,437
Numero medio di indisponibilità annue non programmate					
Linee ≤ 150 kV	0,300	0,305	0,445	0,498	0,496
Linee 220 kV	0,370	0,419	0,656	0,907	0,941
Linee 380 kV	0,340	0,261	0,534	0,430	0,645

(A) Il numero medio delle indisponibilità è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN, e non rispetto alle sole linee oggetto di indisponibilità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.72 Durata delle indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019
Ore medie di indisponibilità^(A) programmata rispetto alle ore annue					
Linee ≤ 150 kV	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
Linee 220 kV	2,2	1,5	2,3	2,5	4,3
Linee 380 kV	1,2	0,8	1,3	1,4	1,6
Ore medie di indisponibilità non programmata rispetto alle ore annue					
Linee ≤ 150 kV	0,2	0,1	0,3	0,3	1,1
Linee 220 kV	0,4	0,3	0,7	0,7	4,3
Linee 380 kV	0,3	0,2	0,5	0,3	1,6

(A) Il numero medio delle ore di indisponibilità è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN, e non rispetto alle sole linee oggetto di indisponibilità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.73 Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019
Numero medio di volte che un utente strutturalmente connesso in assetto magliato è stato temporaneamente connesso in assetto radiale (eventi/anno)^(A)					
Linee ≤ 150 kV	5,760	5,537	7,003	8,324	10,335
Linee 220 kV	0,117	0,071	0,148	0,158	0,323
Linee 380 kV	0	0	0	0	0,025
Tempo complessivo medio di permanenza in assetto radiale per un utente strutturalmente connesso in assetto magliato (ore/anno)					
Linee ≤ 150 kV	25,360	23,147	25,310	25,631	27,077
Linee 220 kV	38,010	14,991	45,405	13,054	16,945
Linee 380 kV	0	0	0	0	20,832

(A) Il numero medio di utenti connessi strutturalmente in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutti gli utenti connessi strutturalmente in assetto magliato.

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

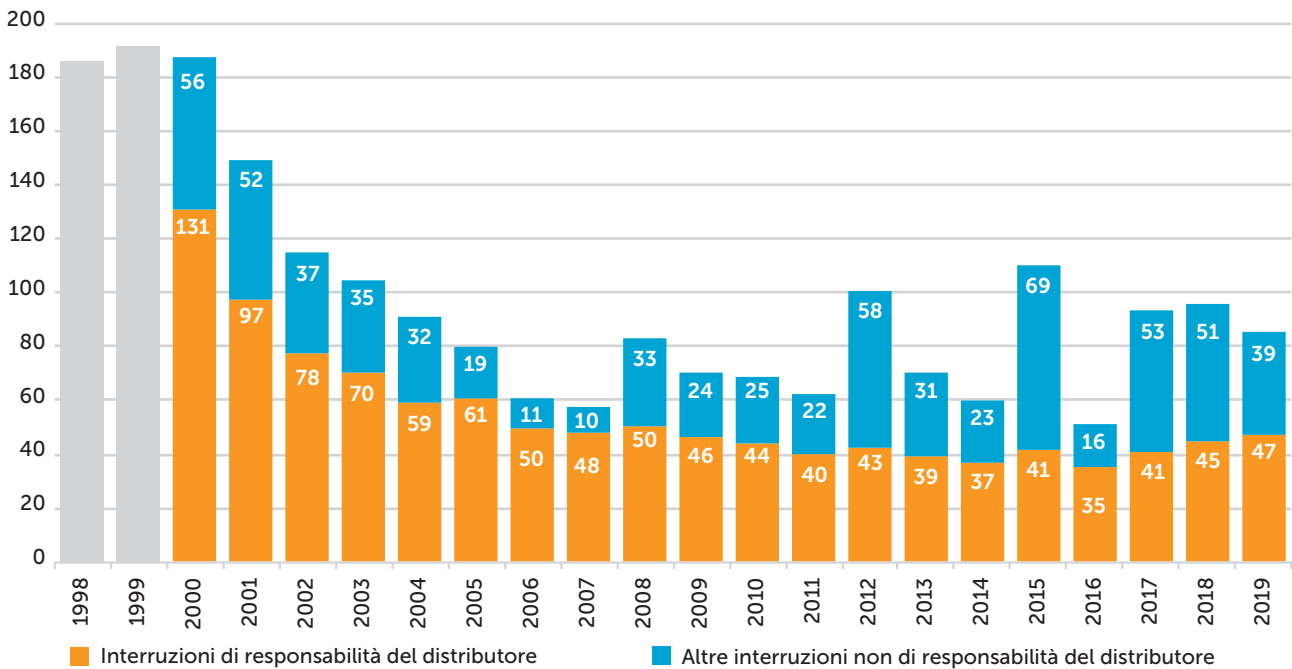
Nel 2019 si registra un leggero miglioramento della durata delle interruzioni rispetto al biennio 2017-2018, ma si conferma il peggioramento rispetto al 2016; per quanto riguarda il numero delle interruzioni, nel 2019 si conferma il *trend* di peggioramento iniziato nel 2017. Il 2019 evidenzia similitudini, in termini di continuità del servizio, con gli anni 2012, 2015, 2017 e 2018, in cui l'impatto di eventi meteorologici eccezionali ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni.

Rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, il 2019 registra un miglioramento pari al 54% per la durata delle interruzioni e al 34% per il numero di interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti).

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2019, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 47 minuti a livello nazionale (Figg. 2.30 e 2.32) e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 3,53 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Fig. 2.35). Nel calcolo di tali valori sono dedotte le interruzioni con origine sulla RTN e sulla rete in alta tensione, le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate, identificate in base a un metodo statistico, le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti; per queste ultime nella figura 2.31 è mostrato il contributo alla durata su base regionale. Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione, nel 2019:

- la durata delle interruzioni per utente in bassa tensione è stata pari a 86 minuti (Fig. 2.30);
- la durata delle interruzioni di responsabilità delle imprese distributrici per utente è stata di 47 minuti a livello nazionale, di 32 minuti nel Nord Italia, di 45 minuti nel Centro e di 69 minuti nel Sud (Fig. 2.32);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,39 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.33);
- il numero di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 2,25 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.34);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, di responsabilità delle imprese distributrici, per utente è stato pari a 3,53 a livello nazionale, con un miglioramento del 23% rispetto al 2008; nel dettaglio, si sono registrate 2,19 interruzioni nel Nord Italia, 2,96 interruzioni nel Centro e 5,83 interruzioni nel Sud (Fig. 2.35).

FIG. 2.30 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione (minuti persi per cliente all'anno^(A))^(B)

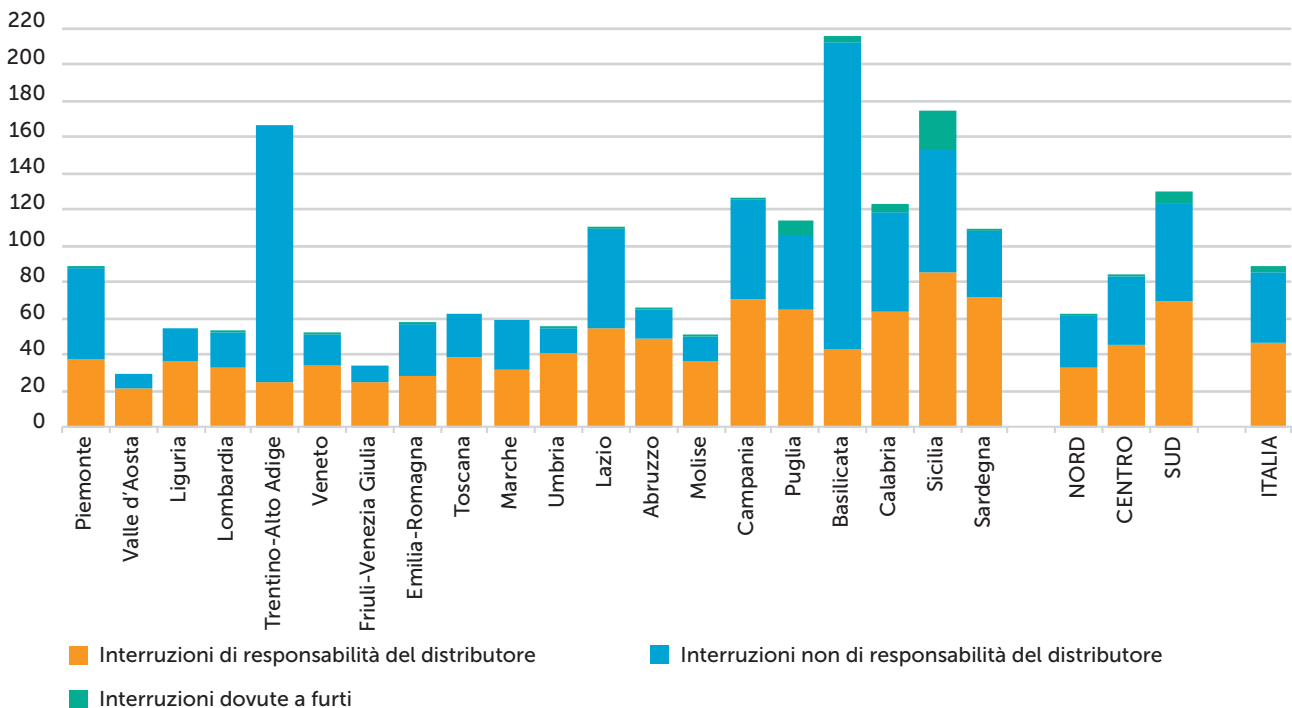


(A) I valori per l'anno 2019 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

(B) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti).

Fonte ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.31 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione per regione (minuti persi per cliente all'anno^(A))^(B)

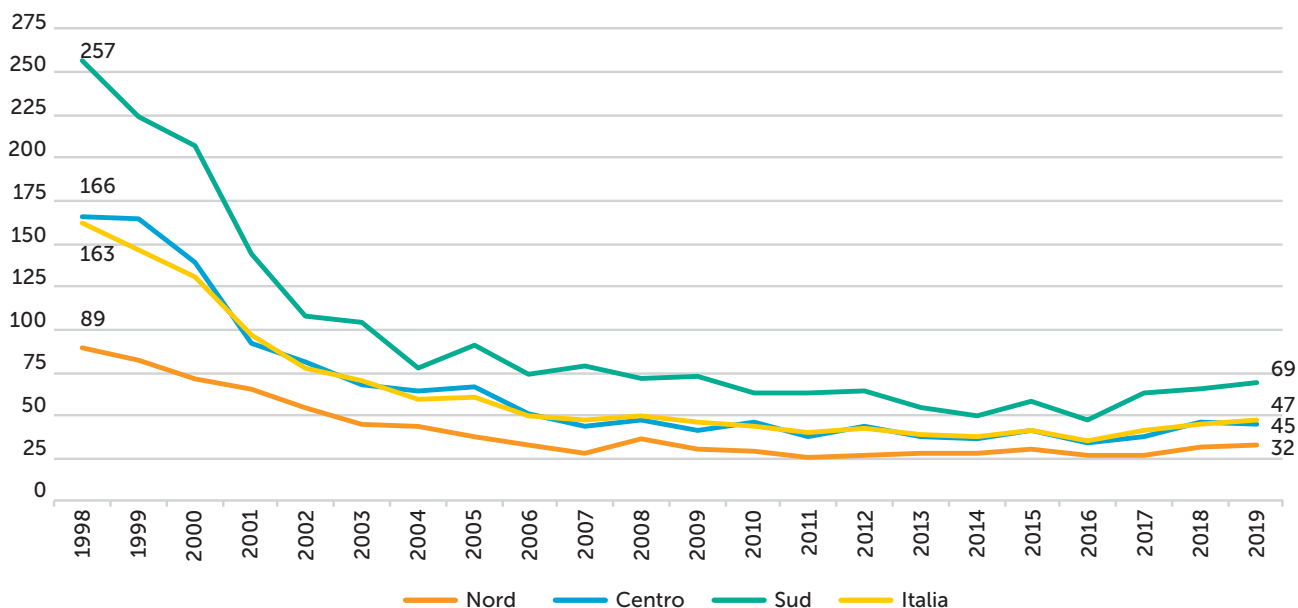


(A) I valori per l'anno 2019 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

(B) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.32 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici (minuti persi per cliente BT all'anno^(A)^(B))

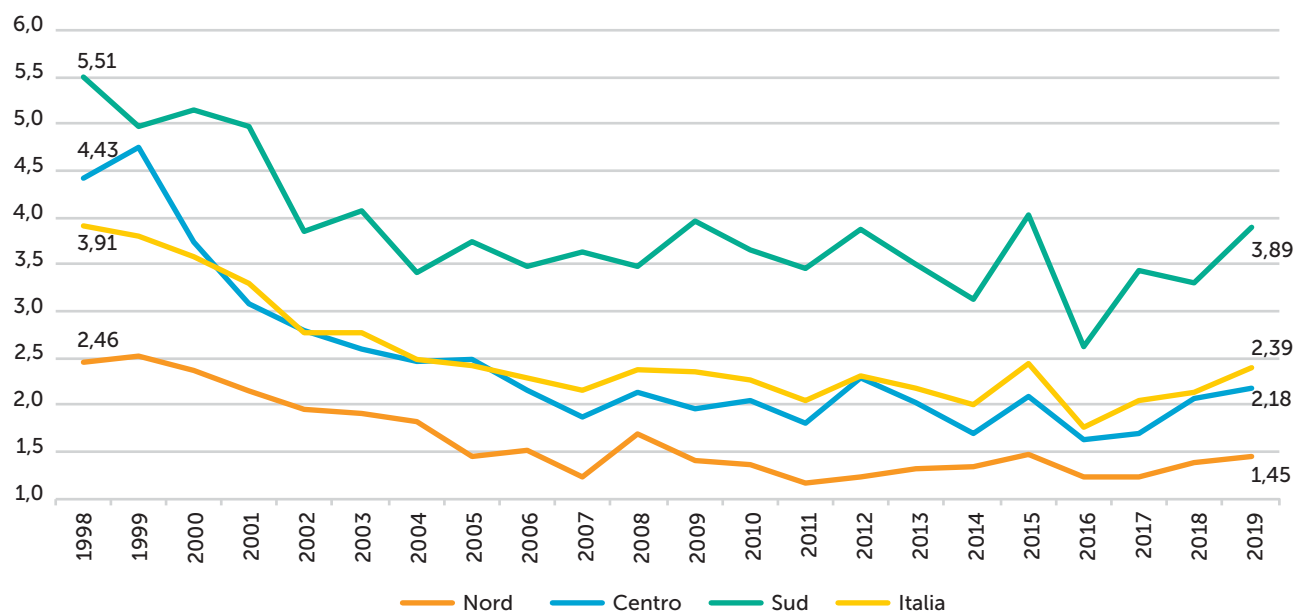


(A) I valori per l'anno 2019 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

(B) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

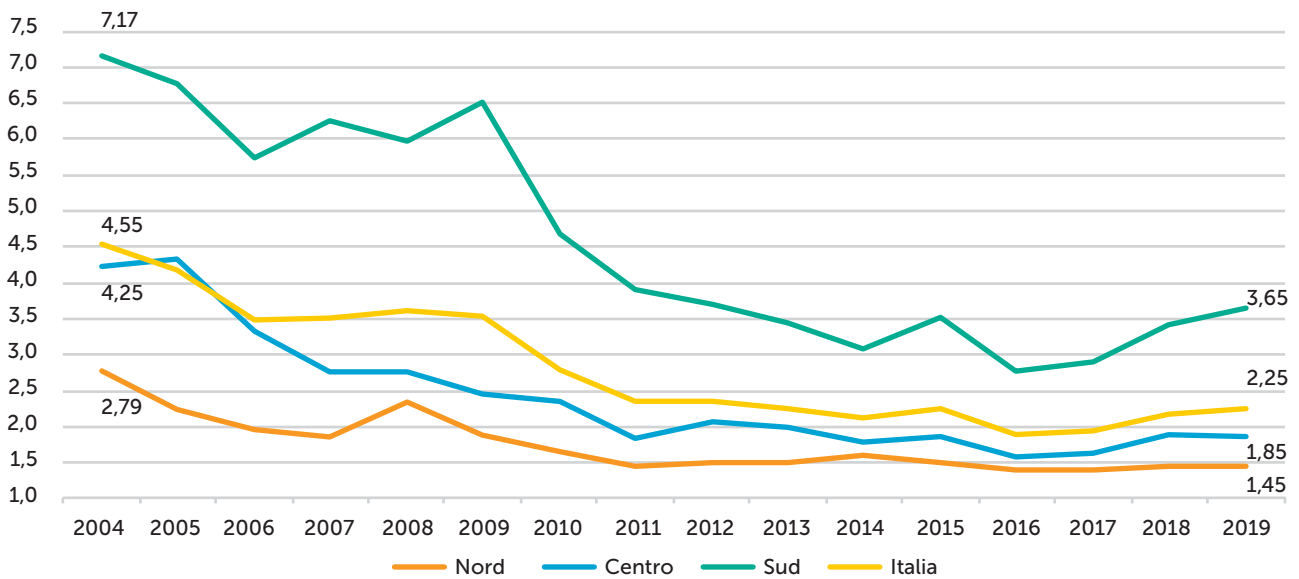
FIG. 2.33 Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione^(A)^(B)



(A) I valori per l'anno 2019 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

(B) Riferito a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa).

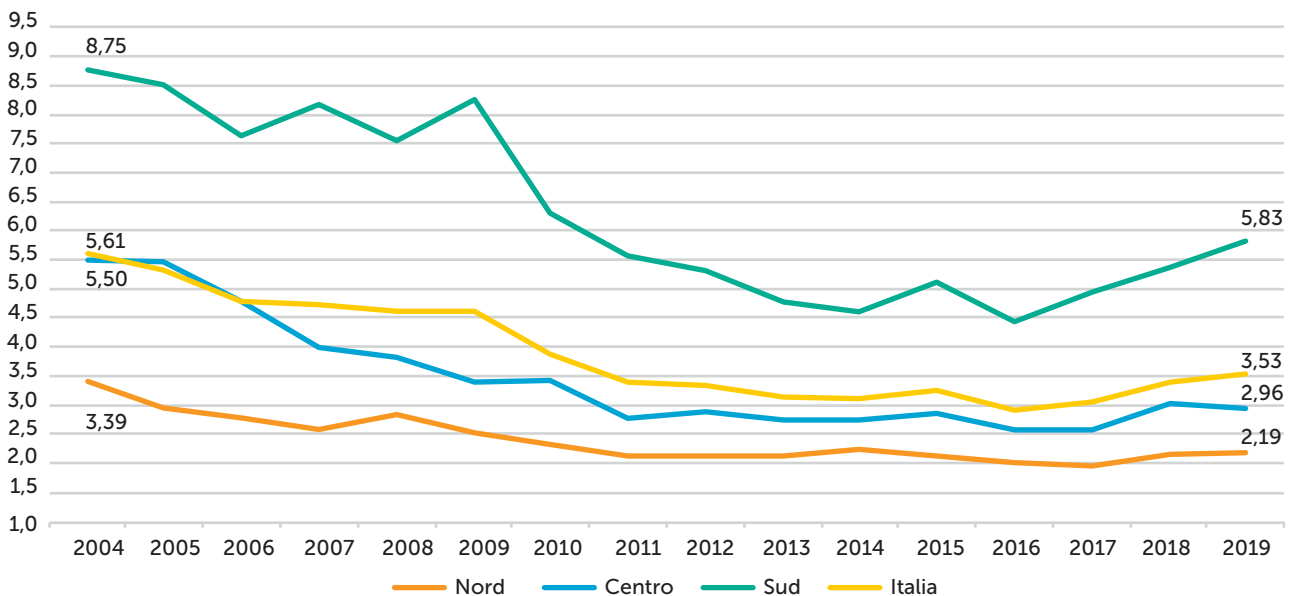
Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.34 Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione^{(A)(B)}


(A) I valori per l'anno 2019 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

(B) Riferito a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa).

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.35 Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici^{(A)(B)}


(A) I valori per l'anno 2019 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

(B) Riferito a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.74 mostra, su base regionale, i valori di continuità del servizio, relativi a interruzioni sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, esclusi anche i furti), e in particolare la durata delle interruzioni senza preavviso per utenti in bassa tensione, nonché il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie (di durata inferiore al secondo) registrati nel corso del 2019.

TAV. 2.74 Durata e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2019 (minuti persi per cliente all'anno e numero di interruzioni)^(A)

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	87	1,78	1,69	2,47
Valle d'Aosta	29	0,88	1,31	1,63
Liguria	54	1,35	1,59	2,48
Lombardia	52	1,36	1,22	1,47
Trentino-Alto Adige	167	2,55	1,52	1,11
Veneto	51	1,42	1,58	3,44
Friuli-Venezia Giulia	34	1,04	1,72	4,24
Emilia-Romagna	57	1,25	1,42	2,40
Toscana	62	1,81	1,58	2,67
Marche	59	1,62	1,85	4,07
Umbria	55	1,68	1,84	5,88
Lazio	109	2,67	2,04	4,12
Abruzzo	64	2,25	2,27	7,33
Molise	50	1,86	2,31	5,25
Campania	125	4,13	3,60	3,70
Puglia	105	3,46	3,58	6,59
Basilicata	212	2,76	2,81	5,79
Calabria	118	4,03	3,18	7,22
Sicilia	153	4,96	4,36	10,19
Sardegna	109	3,27	4,23	7,53
Nord	62	1,45	1,45	2,31
Centro	83	2,18	1,85	3,76
Sud	122	3,89	3,65	6,95
ITALIA	86	2,39	2,25	4,11

(A) Valori medi annuali riferiti a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Per quanto riguarda le interruzioni transitorie che hanno interessato gli utenti in media tensione, non oggetto di regolazione incentivante, l'Autorità ha confermato nella pubblicazione comparativa tra imprese distributrici un possibile strumento mirato a ridurre il numero. Tale pubblicazione comparativa tra imprese distributrici comprende anche il confronto sulla durata delle interruzioni lunghe e sul numero di interruzioni lunghe, brevi e transitorie misurate sull'utenza in bassa tensione. Persiste, anche se in attenuazione, il fenomeno dei furti negli impianti della distribuzione. Per le regioni del Sud Italia si riporta la durata delle interruzioni dovute a furti nel periodo 2008-2019 (Tav. 2.75).

TAV. 2.75 Durata media annuale delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da e-distribuzione (minuti persi)

REGIONE O AREA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Abruzzo	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
Molise	0	0	0	0	4	2	10	5	7	0	2	0
Campania	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Puglia	13	15	44	169	71	129	58	97	54	25	10	9
Basilicata	2	1	15	16	11	29	26	62	46	24	45	3
Calabria	0	0	0	30	39	37	33	18	7	3	4	5
Sicilia	78	81	204	391	288	259	351	133	113	91	43	21
Sardegna	0	0	0	0	2	1	1	1	0	0	0	0
Sud	22	23	60	135	91	95	103	57	41	28	15	8
ITALIA	7	8	20	45	35	37	40	22	16	11	6	3

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

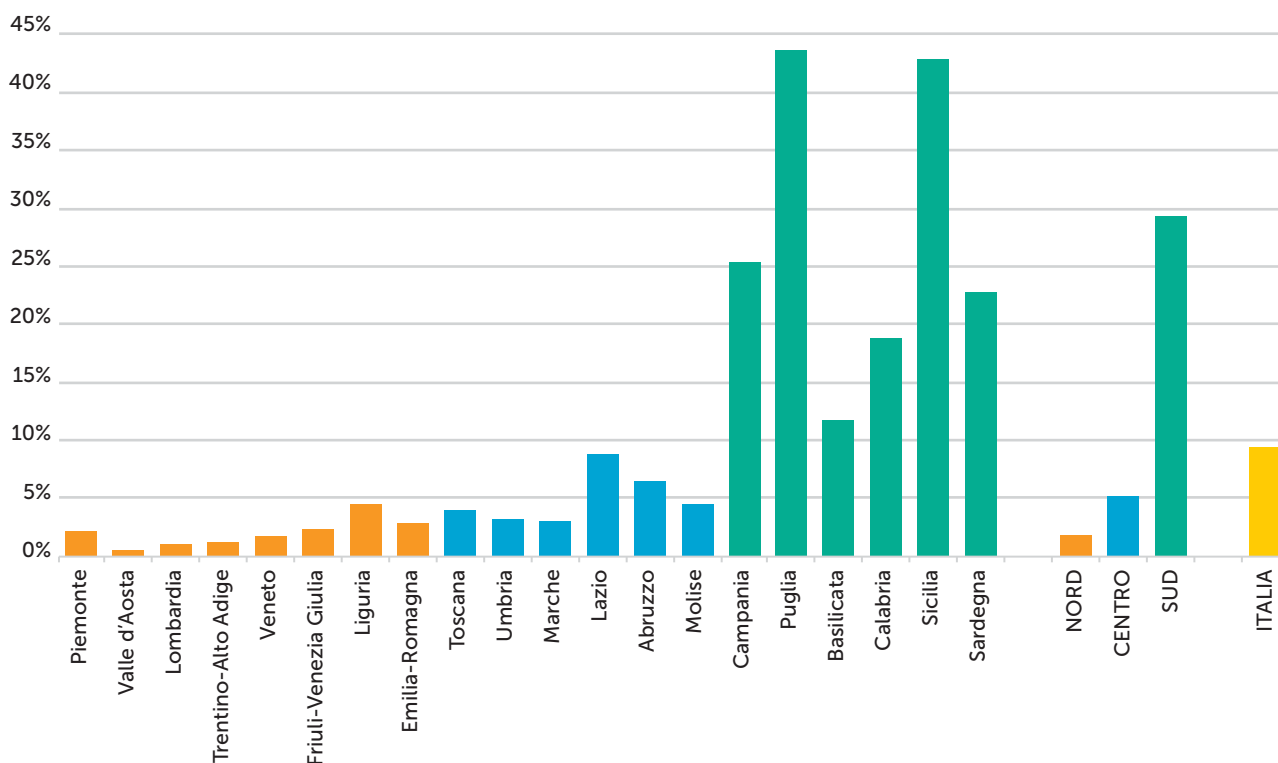
Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (Tav. 2.76) possono ricevere un indennizzo economico. Con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione, per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti in media tensione devono aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità, qualora l'impianto sia stato realizzato prima del novembre 2006.

TAV. 2.76 Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione

LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	DIMENSIONE DEL COMUNE	NUMERO DI INTERRUZIONI
Ambiti in alta concentrazione	Oltre 50.000 abitanti	6
Ambiti in media concentrazione	Tra 5.000 e 50.000 abitanti	9
Ambiti in bassa concentrazione	Meno di 5.000 abitanti	10

Fonte: ARERA.

FIG. 2.36 Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2019

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Gli utenti in media tensione che nel 2019 hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti") sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud, ove raggiungono il 29%, ben oltre il 9% della media nazionale (Fig. 2.36).

Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS). L'impresa distributrice trattiene una quota predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte al Fondo utenti in media tensione presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) (Tav. 2.77). A CSEA sono destinate anche le penalità dovute per il numero di interruzioni oltre lo standard, che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a titolo di indennizzo agli utenti in media tensione con impianti non adeguati (Tav. 2.78). In particolare, tali somme vengono destinate al Conto qualità dei servizi elettrici, che ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati in base alla regolazione premi-penalità della continuità del servizio).

Le somme derivanti dal corrispettivo tariffario specifico CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2019 sono in diminuzione rispetto al 2018, e ciò può essere spiegabile con l'aumento del numero di utenti in media tensione con impianti adeguati, che al 31 dicembre 2019 ha superato le 67.000 unità (erano circa 65.500 un anno prima) (Fig. 2.37).

Le penalità versate dalle imprese distributrici per l'anno 2019 (Tav. 2.78) sono in aumento rispetto agli anni precedenti per effetto del peggioramento generale della continuità del servizio di distribuzione registrato nell'anno.

TAV. 2.77 *Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati (in milioni di euro)*

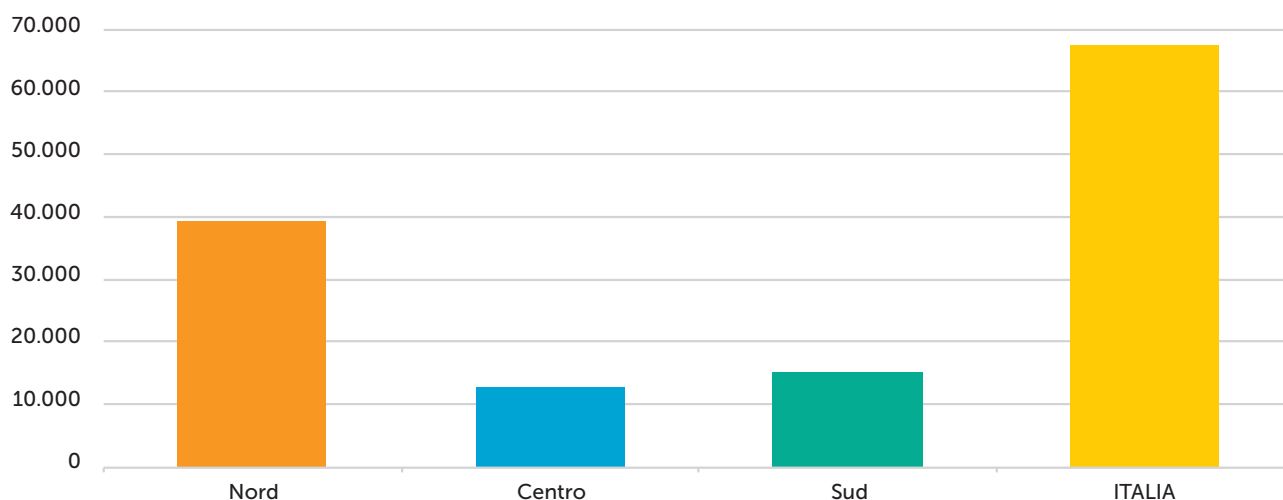
ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDEZZA VERSATA A CSEA
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3
2011	53,4	5,3	48,1
2012	45,7	9,2	36,5
2013	43,7	9,7	34,0
2014	41,0	9,8	31,3
2015	40,4	9,7	30,7
2016	37,8	9,6	28,2
2017	34,7	9,8	25,0
2018	37,8	9,8	28,7
2019	32,6	9,9	22,8

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.78 *Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e brevi e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati (in milioni di euro)*

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	INDENNIZZO AUTOMATICO CORRISPOSTO A UTENTI MT	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

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.37 Utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2019

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni, gli utenti industriali, e in particolare quelli associati ad attività produttive di tipo continuo, risultano essere 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 per ogni rete in media tensione sono disponibili:

- fino al 2015, attraverso il monitoraggio di un campione del 10% delle semisbarre MT delle cabine primarie; tali dati sono resi disponibili attraverso il portale QuEEN (Qualità dell'energia elettrica) della società Ricerca sul sistema energetico – RSE;
- dal 2016, 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.

La tavola 2.79 dettaglia il numero medio di buchi di tensione registrati nel 2016, nel 2017 e nel 2018 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, indicate dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che richiamano la definizione di classi di ambienti elettromagnetici fornita dalla CEI EN 61000-2-4.

La tavola 2.80 riporta, invece, il dato del numero medio di buchi di tensione rilevanti per gli utenti nel 2018, reso disponibile dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella norma CEI EN 50160 "Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica", pubblicata nel maggio 2011.

TAV. 2.79 Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione^(A)

INDICATORE	2016	2017	2018
N: numero dei buchi di tensione	84,93	100,97	109,99
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	30,74	37,21	36,80
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	12,39	14,35	14,65

(A) Dati riferiti al periodo tra il 1° gennaio e il 31 dicembre degli anni indicati.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati del Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

TAV. 2.80 Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2018^(A)

TENSIONE RESIDUA (%)	20-200 ms	200-500 ms	DURATA		
			0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
$80 \leq u < 90$	40,76	5,40	1,00	0,48	0,21
$70 \leq u < 80$	16,49	3,55	0,40	0,14	0,07
$40 \leq u < 70$	20,67	4,93	0,38	0,12	0,17
$5 \leq u < 40$	5,98	1,64	0,17	0,02	0,07
$1 \leq u < 5$	0,13	0,04	0,05	0,04	0,09
TOTALE	84,03	15,55	2,01	0,80	0,61

(A) Dati riferiti al periodo tra il 1° gennaio e il 31 dicembre 2018.

Fonte: 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 tensione e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa tensione e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate (Tav. 2.81).

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 2019 per il superamento di tali standard: circa 55 milioni di euro a circa 742.000 utenti in bassa tensione (in media circa 74 euro per utente) e circa 6 milioni di euro a circa 6.100 utenti in media tensione (in media poco meno di 1.000 euro per utente).

TAV. 2.81 Standard sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e in media tensione in vigore per il biennio 2018-2019 (in ore)

TIPO DI INTERRUZIONE E GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE	STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso		
Alta concentrazione (Comuni con più di 50.000 abitanti)	8	4
Media concentrazione (Comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000)	8	4
Bassa concentrazione (Comuni con meno di 5.000 abitanti)	12	6
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: ARERA.

TAV. 2.82 Indennizzi automatici erogati nel 2019 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni (numero di clienti e milioni di euro)

GRADO DI CONCENTRAZIONE	CLIENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	CLIENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	94.443	5,3	423	0,5
Media	447.893	32,4	3.640	3,6
Bassa	199.806	17,4	2.056	2,0
TOTALE	742.142	55,0	6.119	6,1

Fonte: ARERA.

Per il 2019, circa 44 milioni di euro di indennizzi sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso CSEA, in quanto dovuti a interruzioni non di responsabilità delle imprese. Tale Fondo è finanziato in parte dagli utenti in bassa e media distribuzione, in parte dalle imprese di distribuzione e in parte da Terna.

Sempre per il 2019, circa 17 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici e di Terna (Tav. 2.83), per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità; come ha stabilito la regolazione, infatti, superate le 72 ore di interruzione, l'onere aggiuntivo degli indennizzi è posto in capo all'impresa distributtrice e/o a Terna, anche se la causa di innesco dell'interruzione è attribuibile a forza maggiore.

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 DISTRIBUTTRICI E DI TERNA
2009	4,2	3,5	0,6
2010	15,5	13,2	2,3
2011	21,6	18,4	3,2
2012	92,9	89,3	3,7

(segue)

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
2013	38,8	30,1	8,7
2014	21,7	18,2	3,5
2015	111,2	103,5	7,7
2016	12,3	8,1	4,2
2017	81,7	74,5	7,2
2018	102,0	77,7	24,3
2019	61,1	44,5	16,6

Fonte: ARERA.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è definire standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste dai clienti (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 e sono tesi alla tutela dei clienti e al miglioramento complessivo del sistema.

Le prestazioni sono assoggettate sin dal 1° luglio 2000 agli standard specifici e generali definiti dall'Autorità, che sono stati aggiornati nel 2004, nel 2007, nel 2011 e, da ultimo, nel 2015, in occasione della revisione periodica della disciplina.

I clienti finali che richiedono una prestazione soggetta a standard specifico vengono informati dall'esercente il servizio di vendita del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Dal 2013 alcuni standard sono applicabili anche ai produttori di energia elettrica.

Le imprese distributrici comunicano annualmente all'Autorità i tempi medi effettivi delle prestazioni, i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa, al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero e l'ammontare degli indennizzi automatici pagati agli utenti nel corso dell'anno (anche a seguito di prestazioni eseguite nell'anno precedente).

TAV. 2.84 Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2019^(A) (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
Carta dei servizi			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
Regolazione della qualità commerciale			
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

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico nell'anno 2019 è in aumento sul numero di casi registrati nel periodo 2008-2018. Ciò comporta un aumento del numero e dell'ammontare degli indennizzi corrisposti agli utenti nel 2019 (Tav. 2.84).

Esaminando le singole prestazioni per categoria di utenza (Tavv. dalla 2.85 alla 2.91), si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2019 è attribuibile:

- per i clienti in bassa tensione, ai preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete BT, all'esecuzione di lavori semplici e complessi, alla fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente, al ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura, alla comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- per i clienti in media tensione, ai preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT, all'esecuzione di lavori complessi, all'attivazione, disattivazione o riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità e alla comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura;

- per i produttori in bassa e media tensione, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono inferiori al 3%.

TAV. 2.85 Standard specifici di qualità commerciale per i clienti BT nel 2019^(A)

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	146.530	9,32	4,32%	7.256
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	231.766	5,91	4,01%	7.146
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	46.026	33,58	7,51%	3.786
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.397.633	0,83	0,48%	6.334
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	927.110	0,93	0,33%	3.113
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.419.130	0,09	0,31%	5.075
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	200.309	0,08	3,48%	5.665
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	106.032	7,67	6,27%	3.447
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	20.115	11,34	4,45%	968
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	13.314	4,94	2,23%	308
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	2.531	15,85	7,37%	200
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	725	71,56	18,32%	196

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.86 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti BT nel 2019^(A)

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	89.464	9,14	3,82%	3.793
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	163.167	5,56	4,04%	4.834
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	30.630	34,24	8,14%	2.668

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.87 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici BT nel 2019^(A)

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	30.683	5,18	1,97%	607
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	18.520	3,02	2,14%	381
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione oltre i 40 kW e/o distanza massima superiore a 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	10 giorni lavorativi	2.276	4,40	0,91%	24

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.88 Standard specifici di qualità commerciale per i clienti MT nel 2019^(A)

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	10.688	21,13	4,78%	474
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	20 giorni lavorativi	307	9,88	2,68%	9
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.634	22,30	4,65%	79
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.577	3,27	3,58%	66
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.677	4,79	3,43%	76
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.234	0,78	5,54%	71
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	1.666	0,20	2,63%	44
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	188	10,76	2,62%	12
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	33	4,82	1,99%	3
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	47	21,40	6,25%	9
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	3	50,00	0,00%	1

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

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 2019^(A)

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	4.490	20,62	4,51%	203
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	35	10,54	0,58%	1
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	849	20,31	3,42%	31

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.90 Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in BT nel 2019^(A)

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	865	11,11	8,12%	85
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	465	5,79	2,70%	16
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	28	15,25	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	385	62,85	21,25%	114

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.91 Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in MT nel 2019^(A)

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	99	12,17	3,54%	8
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	20	10,25	2,67%	6
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1	48,00	0,00%	0

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

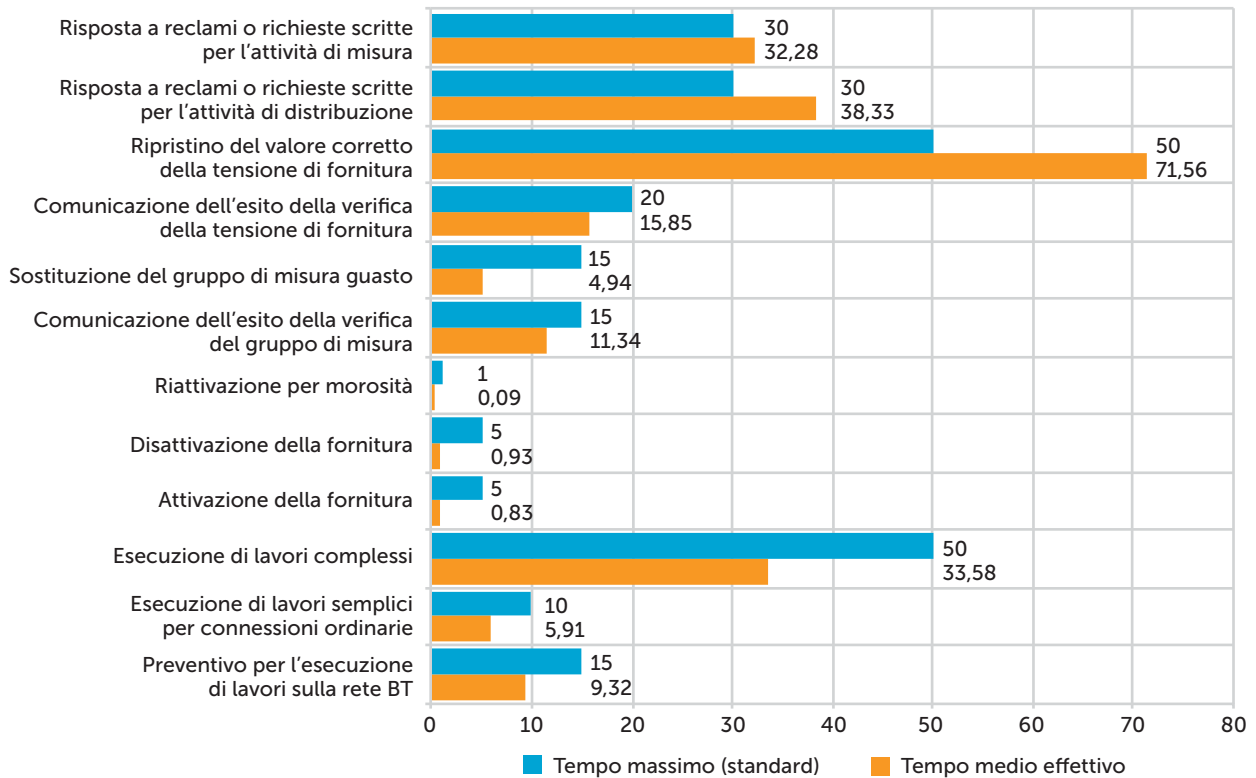
Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Per le risposte motivate ai reclami scritti e alle richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono 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 2019 per categoria di utenza (Figg. dalla 2.38 alla 2.44), 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 clienti in media tensione, della comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura e della risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di misura;
- per i produttori in bassa e in media 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.

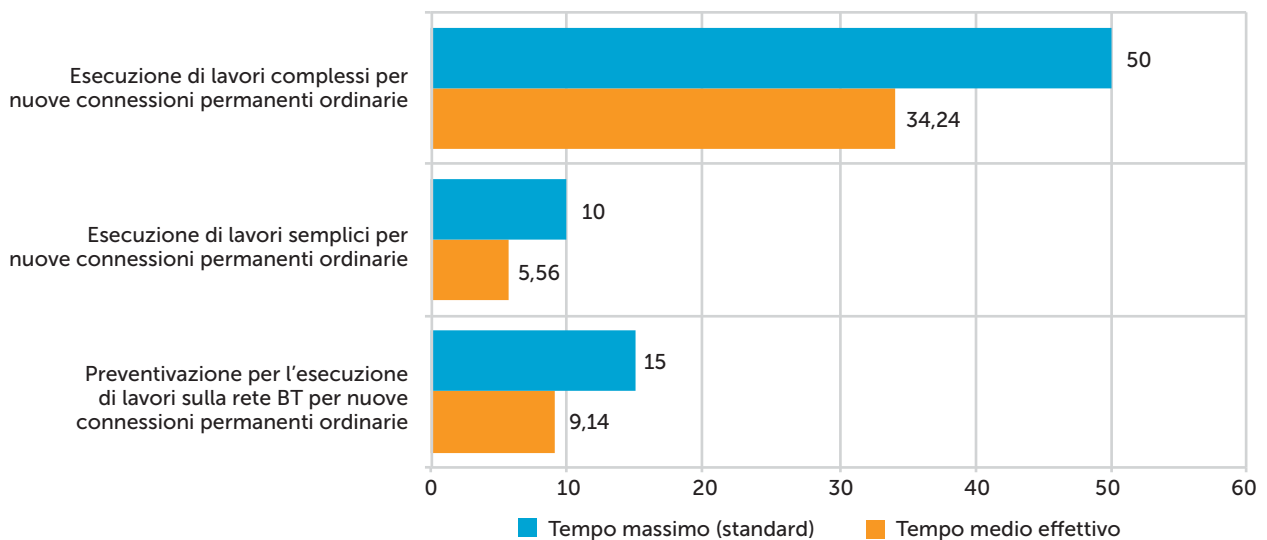
FIG. 2.38 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in BT nel 2019^(A)



(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

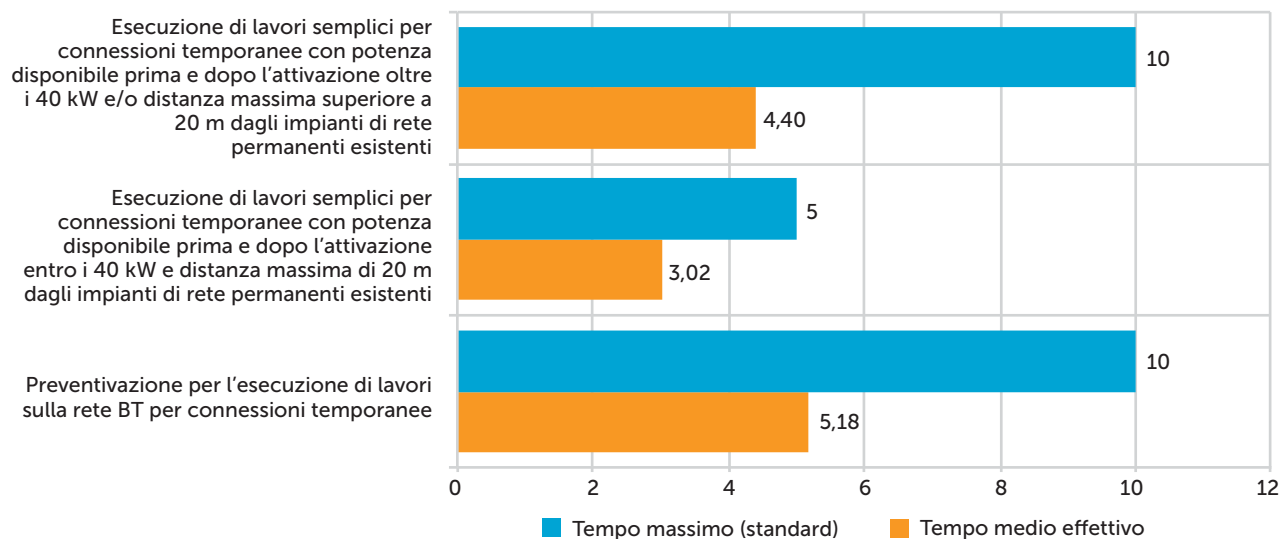
FIG. 2.39 Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi per i clienti in BT nel 2019^(A)



(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

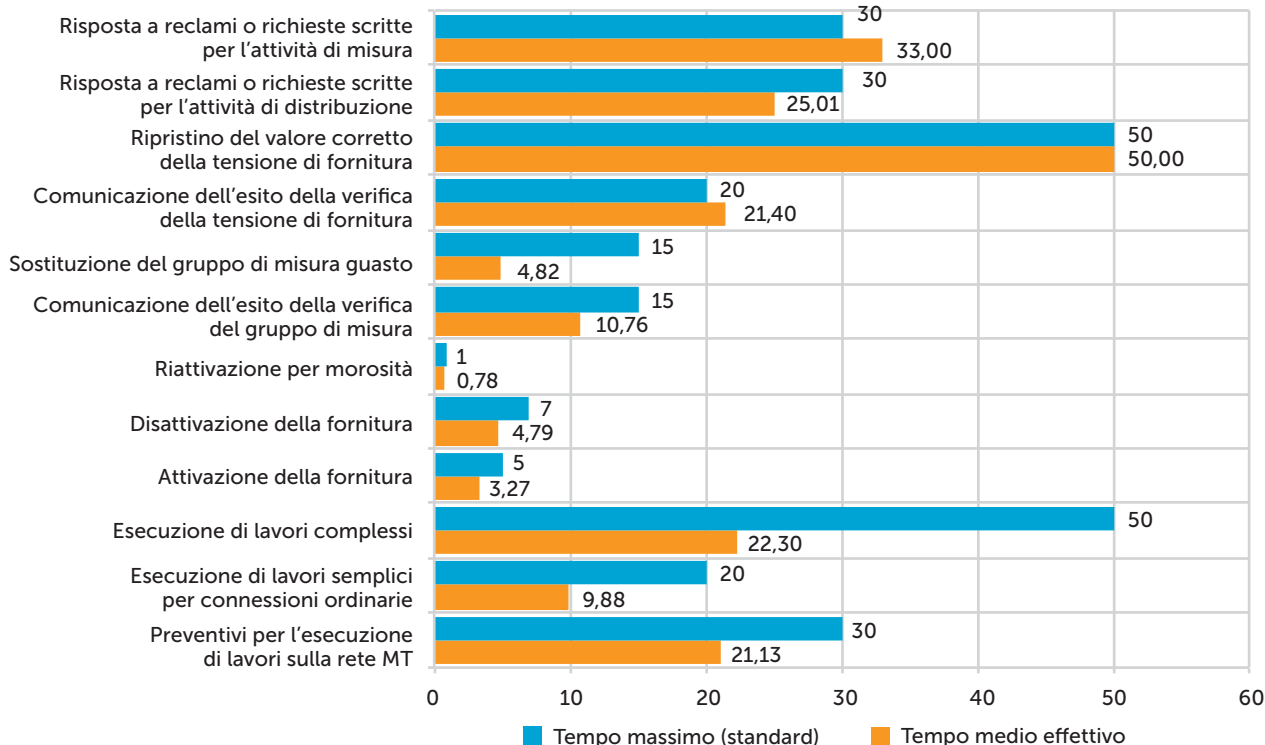
FIG. 2.40 Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in BT nel 2019^(A)



(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

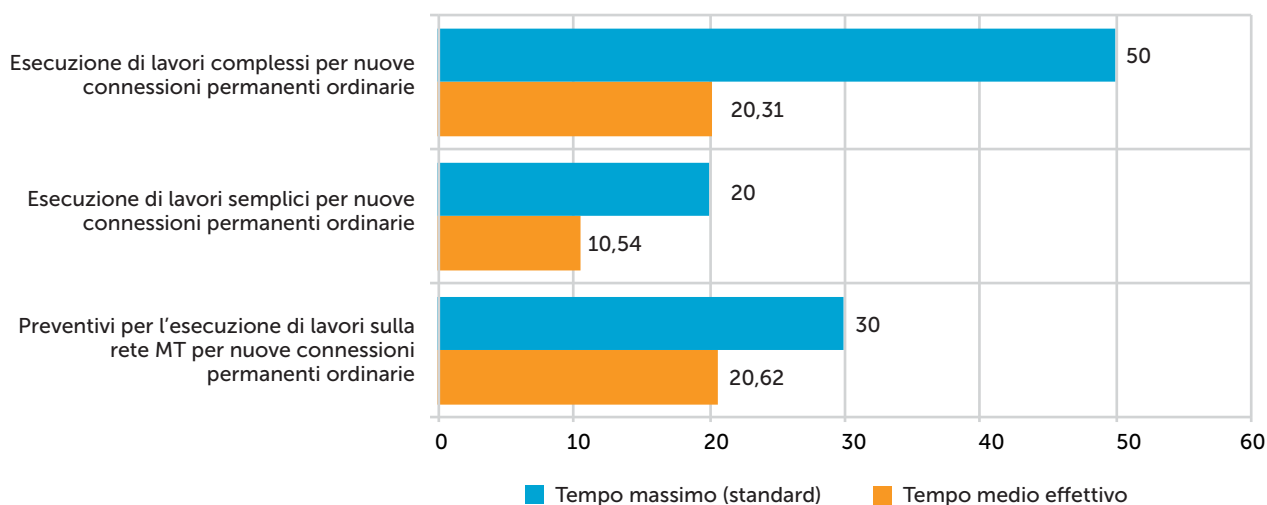
FIG. 2.41 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in MT nel 2019^(A)



(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

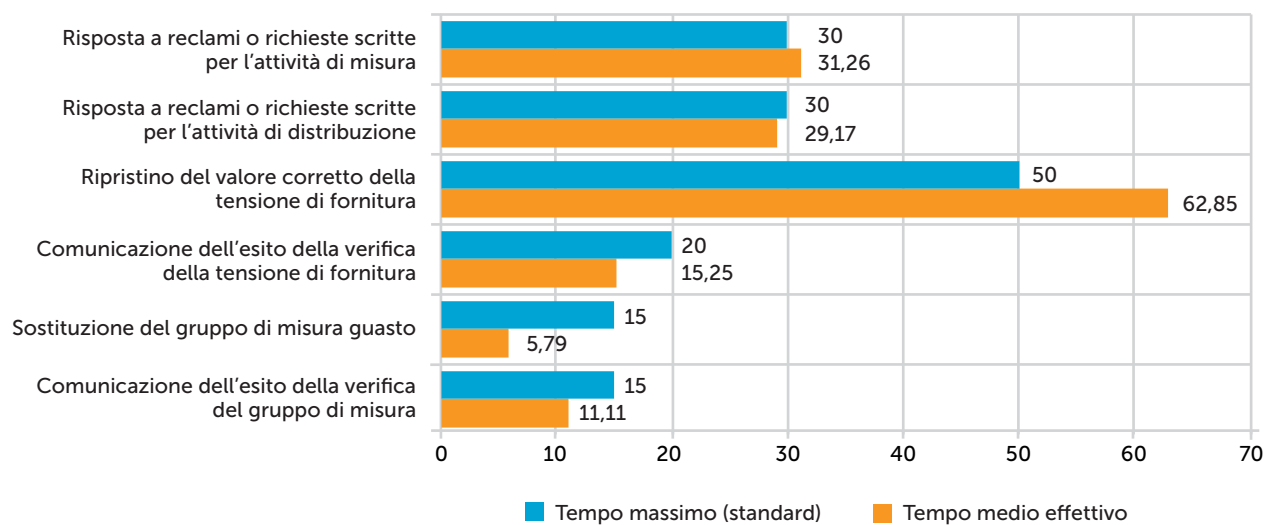
FIG. 2.42 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT nel 2019^(A)



(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

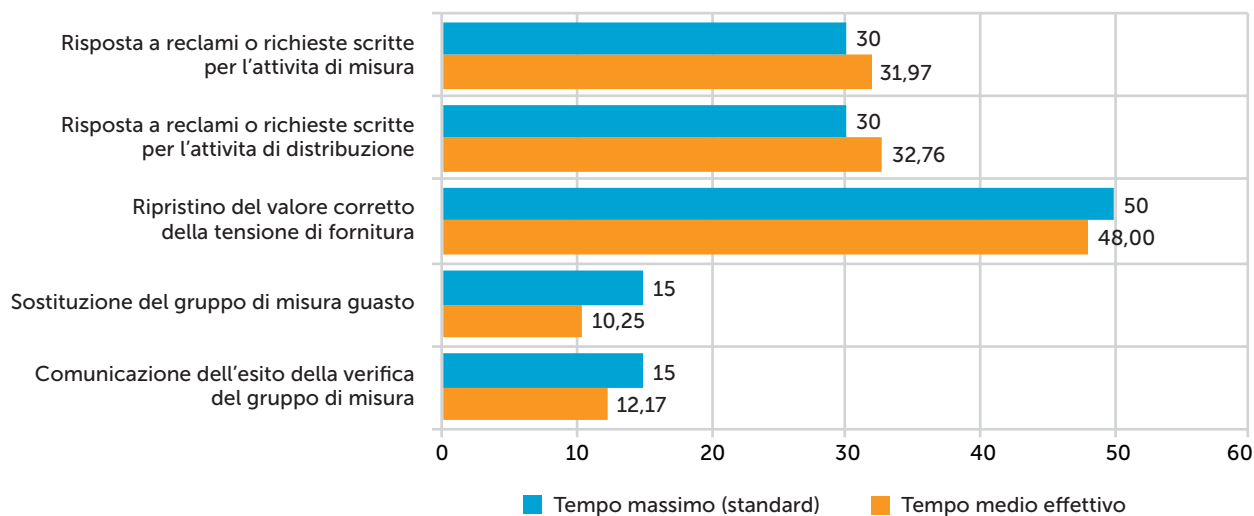
Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.43 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in BT nel 2019^(A)



(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.44 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in MT nel 2019^(A)

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)⁴⁹, che prevede che il venditore sia l'interfaccia unica per i clienti finali, dal 1° luglio 2009 sono in vigore due standard specifici (aggiornati nel 2016) in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori e, in particolare, per:

- richieste di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritte o procedure di conciliazione paritetica;
- richieste di altri dati tecnici (M02) per reclami e richieste di informazioni scritte o procedure di conciliazione paritetica;
- richieste di altri dati tecnici (M02C) per reclami e richieste di informazioni scritte o procedure di conciliazione paritetica.

Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di mancato rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, è previsto un indennizzo automatico che il distributore deve versare al venditore.

La tavola 2.92 illustra il numero di richieste, i tempi medi effettivi, la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard e il numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati nell'anno 2019; esaminando le prestazioni, si osserva che la percentuale di casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata è sempre superiore al 3%.

49 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

TAV. 2.92 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2019^(A)

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	2.253	5,78	7,80%	193
Richiesta di altri dati tecnici (M02) - dal 1° luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	41.151	6,23	5,63%	2.727
Richiesta di altri dati tecnici (M02C) - dal 1° luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	12 giorni lavorativi	24.833	11,28	6,89%	1.714

(A) Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori.

Fonte: dichiarazioni dei distributori ad ARERA.

Qualità commerciale del servizio di vendita

Il già citato Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) 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 rispetto allo standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo rispetto allo 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 tenuto a corrispondere l'indennizzo automatico se il mancato rispetto degli standard specifici di qualità sia 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 a cause imputabili al cliente o a terzi, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi.

Per il 2019, a causa dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, i dati disponibili e illustrati in questa *Relazione Annuale* sono parziali, in quanto limitati a quelli forniti dalle aziende di vendita sino al 3 aprile 2020⁵⁰. Per il settore elettrico, l'insieme di tali imprese rappresenta l'88% dei clienti elettrici (stimati sulla base dei dati dell'anno precedente). Il consolidamento dei dati al 30 giugno 2020, funzionale alla redazione del prossimo Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie dei clienti elettrici e di gas naturale (previsto dall'art. 39 del TIQV), potrebbe comportare rettifiche.

TAV. 2.93 *Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore elettrico nel 2019 (in giorni solari e valori percentuali)*

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI	TEMPI MEDI EFFETTIVI 2019 ^(A)
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	28
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(B)	-	28,5
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	27
Percentuale minima di risposte a richieste scritte di informazioni inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	9,19

(A) Dati parziali riferiti all'88% dei clienti elettrici.

(B) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: dati dichiarati ad ARERA dagli operatori 2019.

In base ai dati disponibili, i tempi medi effettivi di risposta per i venditori elettrici, nel caso di reclami e rettifiche di fatturazione, si attestano lievemente al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità, pari a 30 giorni solari sia per i reclami, sia per le richieste di informazioni. Anche i tempi medi di risposta alle richieste di informazioni e alle rettifiche di fatturazione registrati nel 2019 risultano inferiori allo standard generale (Tav. 2.93).

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico e che hanno comunicato i dati fino al 3 aprile 2020 hanno ricevuto un totale di 225.853 reclami scritti; il 58,74% di tali reclami proviene dai clienti domestici, il 35,8% dai clienti non domestici, il 4,3% da clienti multi-sito e l'1,1% dai clienti MT; inoltre, il 55,6% dei reclami proviene da clienti del mercato libero, mentre il 40,13% da clienti del mercato tutelato (Tav. 2.94).

TAV. 2.94 *Numero di reclami nel settore elettrico nel 2019 per tipologia di cliente*

TIPO DI CLIENTE	2019 ^(A)
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	54.167
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	36.459
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	78.510
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	44.498
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	2.457
Clienti multi-sito	9.762
TOTALE	225.853

(A) Dati parziali riferiti all'88% dei clienti elettrici.

Fonte: dati dichiarati ad ARERA dagli operatori 2019.

⁵⁰ Infatti, tenuto conto delle limitazioni introdotte dal Governo per contrastare l'emergenza epidemiologica da Covid-19, ai sensi dell'art. 4 della delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, con determina del Direttore della Direzione Advocacy, Consumatori e Utenti e del Direttore della Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia 1° aprile 2020, 2/2020 - DACU DMRT, la scadenza dei termini previsti dalla regolazione per la comunicazione dei dati di cui agli artt. 30, 32 e 36 del TIQV è stata differita al 30 giugno 2020.

Per quanto riguarda le richieste di informazioni (Tav. 2.95), i dati parziali del 2019 mostrano che il 66,54% delle richieste proviene dai clienti domestici, mentre il 25,01% dai clienti non domestici. Il 73,5% delle richieste di informazioni è ascrivibile ai clienti del mercato libero e, in particolare, ai clienti domestici (52,1%), mentre i clienti del mercato tutelato rappresentano una quota pari al 12,9%. I clienti multi-sito contribuiscono al totale delle richieste per il 7,6%, mentre i clienti in media tensione per una quota residuale (0,8%).

TAV. 2.95 Numero di richieste di informazioni nel settore elettrico nel 2019

TIPO DI CLIENTE	2019 ^(A)
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	21.927
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	5.451
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	78.883
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	32.441
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	1.232
Clienti multi-sito	11.559
TOTALE	151.493

(A) Dati parziali riferiti all'88% dei clienti elettrici.

Fonte: dati dichiarati ad ARERA dagli operatori 2019.

Le rettifiche di fatturazione, pari a 5.869, che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate di cui si contesta il contenuto, hanno riguardato prevalentemente il mercato libero (74,9%) e, in particolare, i clienti domestici (45,32%), seguiti dai clienti non domestici sempre del mercato libero (29,55%). Una quota significativa delle rettifiche ha interessato i clienti multi-sito (11,74%) (Tav. 2.96). Il 51,10% delle rettifiche di fatturazione proviene dai clienti domestici, mentre il 34,86% dai clienti non domestici.

TAV. 2.96 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico nel 2019

TIPO DI CLIENTE	2019 ^(A)
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	339
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	312
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	2.660
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	1.734
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	135
Clienti multi-sito	689
TOTALE	5.869

(A) Dati parziali riferiti all'88% dei clienti elettrici.

Fonte: dati dichiarati ad ARERA dagli operatori 2019.

Tra i dati comunicati dai venditori ai sensi dell'art. 36 del TIQV, vi è anche quello relativo al tempo effettivo medio di risposta a una richiesta di rettifica di doppia fatturazione, calcolato sulla base dei tempi effettivi sia nei casi per

i quali sia stato rispettato lo standard specifico o generale di qualità, sia nei casi per i quali tale standard non sia stato rispettato per le cause imputabili al venditore. Dal 1° gennaio 2019 lo standard è sceso a 60 giorni solari.

Le rettifiche di doppia fatturazione, che sono determinate da errori nelle procedure di *switching* (per lo stesso periodo di consumo, il cliente finale riceve, cioè, una fattura sia dal venditore uscente, sia dal venditore entrante), nel 2019 risultano un fenomeno largamente residuale (1.796 casi), che ha interessato prevalentemente i clienti domestici e non domestici del mercato libero (70,43%) (Tav. 2.97). Una quota significativa delle rettifiche di doppia fatturazione ha interessato i clienti multi-sito (12,03%), mentre i clienti in media tensione rappresentano una quota residuale (7,01%). Il 45,66% delle rettifiche di fatturazione proviene dai clienti domestici, mentre il 35,69% dai clienti non domestici.

TAV. 2.97 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico nel 2019

TIPO DI CLIENTE	2019 ^(A)
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	157
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	30
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	663
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	602
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	128
Clienti multi-sito	216
TOTALE	1.796

(A) Dati parziali riferiti all'88% dei clienti elettrici.

Fonte: dati dichiarati ad ARERA dagli operatori 2019.

TAV. 2.98 Numero di indennizzi da erogare nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2019

TIPO DI CLIENTE	RITARDI NELLA RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE ^(A)
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	14.884	42	91	15.017
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	10.816	28	40	10.884
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	13.712	419	359	14.490
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	9.291	133	379	9.803
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	699	30	69	798
Clienti multi-sito	897	26	71	994
TOTALE	50.299	678	1.009	51.986

(A) Dati parziali riferiti all'88% dei clienti elettrici.

Fonte: dati dichiarati ad ARERA dagli operatori 2019.

TAV. 2.99 Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2019 (in euro)

TIPO DI CLIENTE	RITARDO NELLA RISPOSTA AI RECLAMI	RITARDO NELLE RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RITARDO NELLE RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE ^(A)
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	601.255	1.325	3.975	606.555
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	477.225	1.000	1.675	479.900
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	622.145	19.825	18.525	660.495
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	414.085	6.525	20.350	440.960
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	33.775	1.375	3.925	39.075
Clienti multi-sito	37.825	1.275	4.175	43.275
TOTALE	2.186.310	31.325	52.625	2.270.260

(A) Dati parziali riferiti all'88% dei clienti elettrici.

Fonte: dati dichiarati ad ARERA dagli operatori 2019.

Nel settore elettrico, il maggior numero di indennizzi automatici è maturato nel segmento di mercato relativo ai clienti domestici (sia nel mercato libero, sia nel servizio di tutela) e risulta principalmente legato al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti; seguono, per numerosità, gli indennizzi ai clienti non domestici del mercato tutelato e ai clienti non domestici del mercato libero (Tav. 2.98). I clienti del mercato libero sono stati i destinatari del 52% del totale degli indennizzi.

Il 92,2% dei casi di mancato rispetto dello standard di risposta ai reclami scritti nel settore è dovuto a cause riconducibili alle imprese di vendita, lo 0,7% a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a terzi, e lo 0,1% a cause di forza maggiore.

Per le rettifiche di fatturazione, il 99,4% dei casi di mancato rispetto è dovuto a cause riconducibili alle imprese di vendita, lo 0,6% a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a terzi; per le rettifiche di doppia fatturazione, la responsabilità del mancato rispetto dello standard, nella quasi totalità dei casi registrati, è delle imprese di vendita, mentre è solo marginalmente imputabile a cause esterne (cliente finale o terzi) o a cause di forza maggiore.

Una situazione del tutto simile a quella relativa agli indennizzi maturati si evidenzia per gli indennizzi effettivamente erogati, più concentrati nel mercato libero. Nel 2019, nel settore sono stati erogati indennizzi automatici per più di 2,2 milioni di euro (Tav. 2.99).

Per quanto riguarda gli argomenti dei reclami, i primi tre hanno riguardato: per il 44% circa 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 15,56% le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); per il 10,47% 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 nel contratto ed effettivamente applicate.

CAPITOLO

3

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

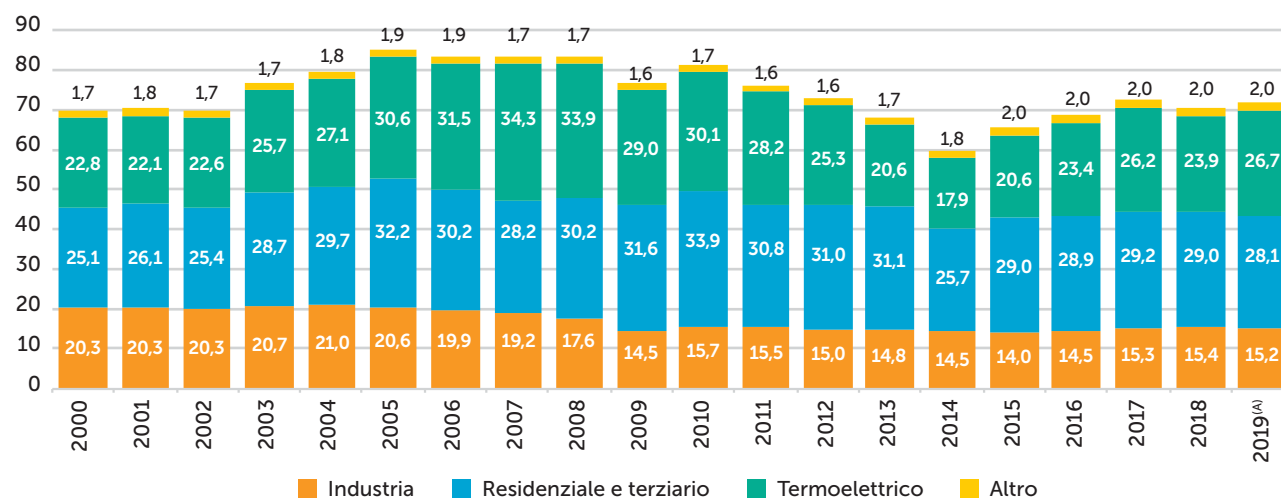
Domanda e offerta di gas naturale

In base ai dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2019 il consumo netto di gas naturale è aumentato di 1,6 G(m³), attestandosi a 71,9 G(m³) dai 70,3 G(m³) del 2018 (Fig. 3.1). In termini percentuali, il consumo ha registrato una crescita del 2,2%, recuperando quindi una parte della perdita dell'anno precedente (-3,2%).

Coerentemente con gli andamenti economici che hanno interessato il nostro Paese, nel 2019 i consumi industriali sono calati dell'1,7%, mentre quelli della generazione termoelettrica, beneficiando della riduzione di importazioni di energia elettrica, hanno registrato una netta impennata (+11%). Stabili (0,2%) sono risultati, invece, i consumi degli altri usi, che comprendono in particolare quelli per autotrazione, mentre i consumi civili (per residenze e terziario) hanno subito una contrazione del 3,1% rispetto al 2018, principalmente a causa di un andamento climatico sfavorevole ai riscaldamenti: il 2019, infatti, è stato, ancora una volta, un anno molto caldo.

Rispetto al livello massimo di 85,3 G(m³) che il consumo di gas ha raggiunto nel 2005, nel 2019 la domanda finale è risultata pari all'84%.

FIG. 3.1 Consumi di gas naturale per settore (in G(m³))



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, anni vari.

A fronte dei maggiori consumi, le importazioni nette hanno coerentemente evidenziato un incremento del 4,6%. I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, cresciuti di 3 G(m³) rispetto al 2018, attestandosi a 70,9 G(m³); le esportazioni sono, invece, diminuite di 66 M(m³). Ancora una pesante riduzione si è avuta nella produzione nazionale (-10,9%), seppure inferiore a quella registrata nel 2016, che fu la più importante (-14,6%) dell'ultimo decennio. Parte del gas importato è, però, andato a incrementare le scorte: i volumi presenti negli stoccaggi a fine anno, infatti, sono risultati di 1,1 G(m³) più elevati dei quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il consumo interno lordo nel 2019 è risultato pari a 74,3 G(m³), un valore del 2,3% superiore a quello del 2018.

Il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il valore lordo dei consumi nazionali, è salito ancora al 95,4%, il valore più alto mai registrato finora.

Come da tradizione, il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è stato redatto riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'indagine annuale sui settori regolati in base al gruppo di appartenenza dichiarato nell'Anagrafica operatori, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nel caso in cui un'impresa abbia dichiarato di non appartenere ad alcun gruppo societario, è stata considerata come gruppo a sé. I gruppi sono stati 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 sono provvisorie.

Nel 2019 i gruppi principali concorrenti di Eni, con impieghi compresi tra 10 e 50 G(m³)¹ sono, come l'anno precedente, Engie, Edison, Enel e Royal Dutch Shell, a cui si è aggiunto il gruppo A2A. Quest'ultimo è passato nella classe dei gruppi più grandi grazie a un incremento negli impieghi di circa 3,5 G(m³), che li ha portati dagli 8,2 G(m³) del 2018 agli 11,7 G(m³) del 2019. Per gli altri quattro gruppi gli impieghi sono risultati rispettivamente pari a 47,9 G(m³), 27,6 G(m³), 27,2 G(m³) e 14,7 G(m³). Rispetto al 2018, dunque, Engie ha ulteriormente aumentato i propri impieghi di quasi 10 G(m³), che si sono aggiunti al livello già decisamente innalzato tra il 2017 e il 2018; si registra un aumento degli impieghi anche per Enel, pari a 1,6 G(m³), e per Royal Dutch Shell (+4,4 G(m³)), mentre sono risultati stabili quelli di Edison. Nella classe con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³), che include 20 gruppi societari, gli autoconsumi hanno raggiunto complessivamente 1,4 G(m³) e le vendite 14,1 G(m³). L'ammontare delle vendite e degli autoconsumi per i gruppi inclusi in questa classe sono ovviamente molto differenziati: si va dagli 8,4 G(m³) del maggiore gruppo ai 2 G(m³) di quello con gli impieghi più bassi.

Il numero di gruppi societari che ricadono nelle classi più piccole è pari a 62 nella classe con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m³) e 404 nell'ultima classe; le loro vendite e/o autoconsumi si estendono dai 952,1 M(m³) del maggiore ai 113,6 M(m³) del più piccolo, nel caso della penultima classe, mentre nell'ultima gli impieghi vanno da 98 M(m³) per il più grande a poche centinaia di m³ nel caso dei gruppi 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 determina 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 o a un altro; come si vedrà più in dettaglio nel corso del Capitolo, il numero delle fusioni, delle incorporazioni e dei cambi di gruppo (che avvengono perlopiù attraverso la cessione di pacchetti azionari) è, infatti, sempre molto numeroso.

1 Nel 2018 la seconda classe di operatori comprendeva gruppi con impieghi compresi tra 10 e 40 G(m³).

TAV. 3.1 Bilancio del gas naturale 2019 (in G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	GRUPPO ENI	10-50 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	TOTALE
NUMERO DI GRUPPI	1	5	20	9	62	404	501
Produzione nazionale netta	3,5	1,0	-	-	0,1	0,0	4,7
Importazioni nette ^(A)	31,9	23,2	10,9	1,3	1,0	0,0	68,3
Variazioni scorte	0,0	0,2	-1,1	-0,1	0,0	-0,4	-1,3
Stoccaggi al 31 dicembre 2018	1,1	3,2	3,5	0,4	0,5	0,0	8,7
Stoccaggi al 31 dicembre 2019	1,0	3,0	4,6	0,5	0,5	0,4	10,0
Acquisti sul territorio nazionale	44,4	104,9	71,0	11,2	18,7	5,2	255,4
– di cui da Eni	39,3	12,6	7,5	0,9	2,0	0,4	62,6
– di cui da altri operatori	5,1	92,3	63,5	10,4	16,7	4,8	192,8
Acquisti in Borsa	0,4	1,2	2,0	1,0	0,6	0,1	5,4
Cessioni ad altri operatori nazionali	61,3	101,4	64,8	10,9	9,4	1,0	248,9
– di cui vendite al PSV	53,3	80,2	55,4	7,9	6,1	0,6	203,5
Vendite in Borsa	0,4	1,7	2,3	1,4	0,9	0,1	6,7
Trasferimenti netti	-0,9	-0,4	0,5	-0,1	0,2	0,0	-0,6
Consumi e perdite ^(B)	0,6	0,9	0,6	0,1	0,1	0,0	2,4
Autoconsumi	5,8	7,0	1,4	0,0	1,1	0,2	15,6
Vendite finali	11,3	19,1	14,1	1,1	9,1	3,6	58,2
– di cui a clienti finali collegati	0,8	8,1	5,8	0,0	1,2	0,2	16,1
Al mercato libero	8,9	17,4	12,5	1,0	8,2	3,1	51,1
Al mercato tutelato	2,4	1,6	1,4	0,1	0,9	0,5	6,9
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	-	0,1	0,1	-	-	-	0,2
Vendite finali per settore ^(C)	11,3	19,0	14,0	1,1	9,1	3,6	58,0
Domestico	3,7	4,4	3,0	0,2	2,2	1,3	14,7
Condominio uso domestico	0,2	0,3	0,4	0,1	0,7	0,7	2,4
Commercio e servizi	1,1	1,5	1,7	0,3	1,8	0,9	7,2
Industria	4,8	7,6	2,6	0,3	2,8	0,6	18,6
Generazione elettrica	1,4	5,2	5,9	0,2	1,4	0,1	14,1
Attività di servizio pubblico	0,1	0,1	0,4	0,0	0,2	0,1	1,0

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite totali (fonte: Ministero dello sviluppo economico) 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 regolati.

Nel segmento della coltivazione di gas naturale la situazione è rimasta praticamente immutata rispetto al 2018; quasi tutto il gas prodotto in Italia, risulta, infatti, nella disponibilità del gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison e per alcuni altri piccoli soggetti.

Le importazioni, complessivamente in aumento rispetto all'anno precedente, sono una prerogativa dei gruppi industriali di più grande dimensione. Nel 2019 questi ultimi hanno importato 61,7 G(m³), come risultato di importazioni lorde pari a 66,6 G(m³) ed esportazioni pari a 0,7 G(m³). La fonte più rilevante nell'approvvigionamento di gas, specialmente per i gruppi di minore dimensione, è, invece, quella degli acquisti sul territorio nazionale. Nella classe con impieghi fino a 2 G(m³) la quota di gas complessivamente acquistato da Eni è del 6,7%, mentre negli altri gruppi la medesima quota oscilla tra l'8,8% e il 9,8%, confermando, dunque, come già evidenziato negli ultimi anni, che il mercato è in evoluzione e che anche gli operatori più piccoli si rivolgono a più soggetti e non più solo all'operatore principale per il proprio approvvigionamento.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, sono ancora in crescita e raggiungono il 77,6% dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati; tale quota tocca il massimo (92%) nel caso dei gruppi appartenenti alla classe con vendite tra 1 e 2 G(m³), mentre è minima (21,9%), ma in crescita rispetto all'anno precedente, nel caso dei gruppi con vendite inferiori a 0,1 G(m³), dove, come noto, si concentrano i soggetti che vendono quasi esclusivamente al dettaglio. È nelle classi con impieghi più bassi che si rilevano le quote più basse (circa 59%) di gas ceduto al Punto di scambio virtuale (PSV). Il gas intermediato al PSV complessivamente copre quasi l'80% delle vendite all'ingrosso.

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi anche nel 2019 è pari al 4,7%; 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 è in media del 9,6%. Eni destina l'8,5% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre la classe con la quota maggiore è quella dei gruppi con impieghi tra 10 e 50 G(m³) ed è pari all'11,7%.

Le vendite al mercato finale, dove 0,2 G(m³) sono stati destinati alle forniture di ultima istanza e di *default*, hanno rappresentato nel 2019 quasi il 18% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari al 73,9%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m³) tali vendite equivalgono al 44,3% del gas impiegato. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2019 l'11,9% delle vendite complessive al mercato finale (contro il 14,1% dell'anno precedente); per Eni la quota di gas destinata ai clienti serviti su questo mercato è stata pari al 21,3%, mentre per gli operatori della classe più piccola essa è pari al 14,6%. La classe in cui, tuttavia, la quota di vendite al mercato tutelato è meno significativa è quella relativa ai gruppi i cui impieghi sono compresi tra 1 e 2 G(m³); in questo caso le vendite ai clienti tutelati rappresentano il 6,7% delle vendite al mercato finale.

La porzione maggiore di vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi), pari all'81,5%, si registra, come tutti gli anni, nella classe dei gruppi di più piccola dimensione. Le loro vendite tendono a mantenersi in un territorio abbastanza limitato e a concentrarsi verso i clienti di dimensioni contenute, sia quando si tratta di soggetti che esistevano prima della liberalizzazione (e in questo caso le vendite avvengono sul loro territorio "storico"), sia quando si tratta di soggetti nuovi che iniziano ad affacciarsi sul mercato. I gruppi maggiori, per contro, servono quote molto rilevanti di clienti industriali, che nel caso di Eni rappresentano il 42,3% delle vendite finali, mentre nel caso dei gruppi concorrenti più grandi il 40,1% del totale è venduto a clienti finali.

Mercato e concorrenza

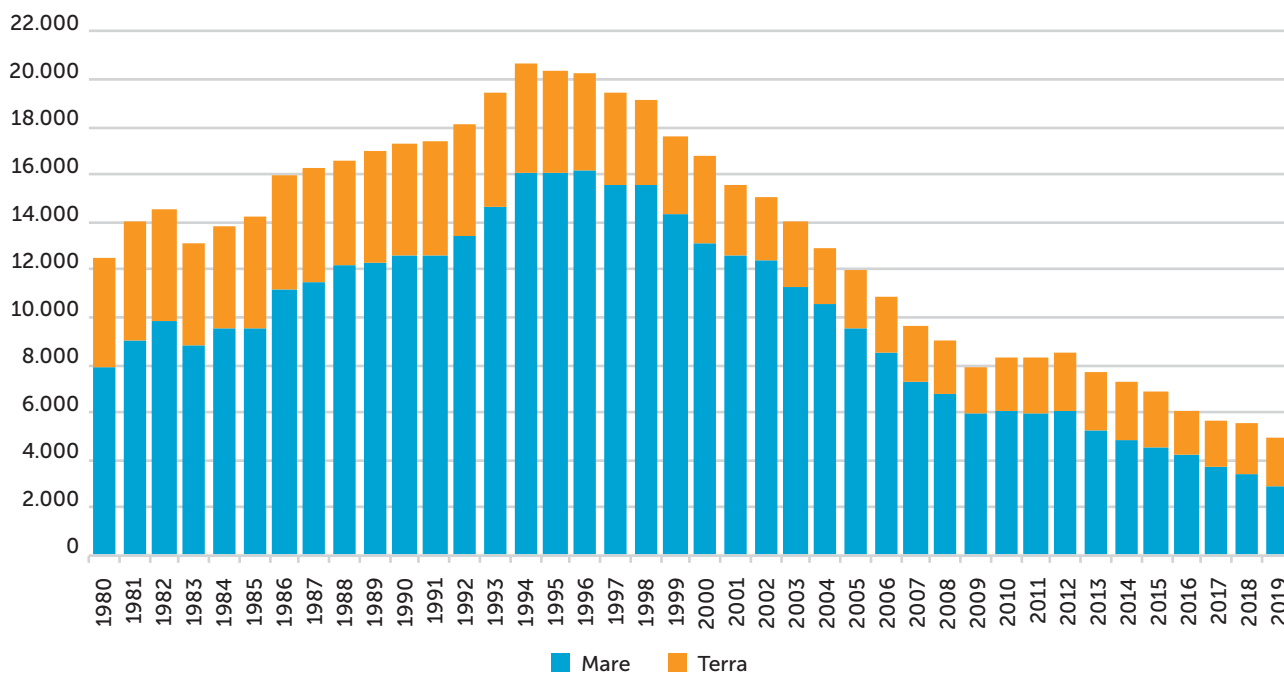
Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

In base ai dati preconsuntivi pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico nel bilancio del gas, nel 2019 la produzione nazionale ha subito un nuovo marcato calo (-10,9%) rispetto al 2018, attestandosi a 4.852 M(m³). Poiché il fabbisogno interno lordo è al contempo cresciuto del 2,3%, il tasso di copertura della produzione nazionale è sceso al minimo storico del 6,5%, un punto percentuale inferiore a quello dell'anno precedente.

Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, riprodotti nella figura 3.2, nel 2019 sono stati complessivamente estratti 4.983 M(m³) di gas naturale: 2.927 M(m³) dal mare e 2.056 M(m³) dai campi situati in terraferma. Il calo produttivo, secondo questa fonte, è appena lievemente minore e quantificabile in un -10,3% rispetto al 2018. Il decremento è avvenuto principalmente nei giacimenti in mare, che hanno perso il 13% circa della produzione dell'anno precedente, mentre le coltivazioni in terraferma hanno estratto il 5% di gas in più rispetto al 2018. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è salita al 41% dell'intera produzione nazionale.

FIG. 3.2 *Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980 (in M(m³))*



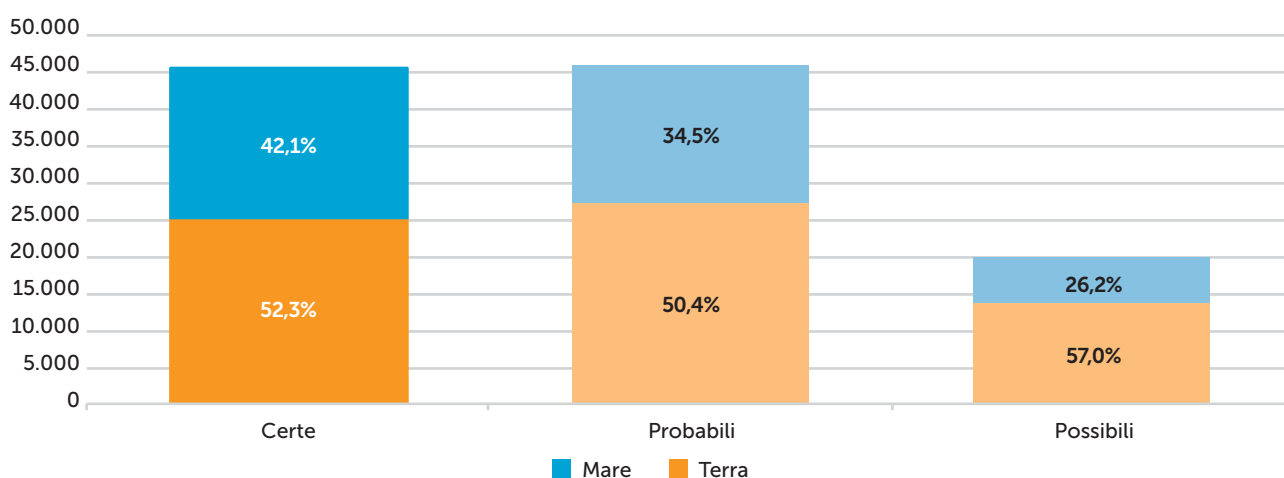
Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

La Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche del Ministero ha stimato (Fig. 3.3) le riserve certe di gas al 31 dicembre 2019 in 45,8 G(m³) e quelle probabili in 45,9 G(m³). La nuova

stima ha portato a una netta revisione verso il basso delle riserve disponibili, nonostante nel 2019 la produzione non abbia, come si è visto, raggiunto livelli particolarmente elevati. Rispetto ai dati valutati un anno prima, infatti, le riserve certe risultano diminuite del 5,6%, quelle possibili del 15,2%, così come le probabili mostrano un valore del 16,8% inferiore a quello valutato al 31 dicembre 2018². La parte più rilevante delle riserve certe, il 52,3%, viene ora stimata trovarsi in terraferma (pressoché interamente al Sud), mentre il restante 42,1% sarebbe 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 meno di otto anni, sebbene parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbe trasformarsi in riserve certe, grazie all'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti.

FIG. 3.3 Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2019 (in M(m³))



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

Anche nei dati raccolti con la consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, emerge una netta contrazione della produzione nazionale di gas: nel 2019 sono stati estratti complessivamente 4.669 M(m³) da 14 imprese riunite in 9 gruppi societari (erano 18 imprese riunite in 13 gruppi societari nel 2018) (Tav. 3.2). Poiché l'anno precedente la produzione era risultata pari a 5.268 M(m³), nel 2019 il calo misurato nei dati raccolti dall'Indagine è stato dell'11,4%.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2019, arrivando al 75,2% dal 76,2% dell'anno precedente (era ancora all'81,5% nel 2016). Nel 2019, infatti, le società del gruppo Eni hanno estratto circa 500 M(m³) in meno del 2018, registrando quindi un calo del 12,6%. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento, con una quota decisamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. Diversamente dai due anni precedenti, nel 2019 la produzione di quest'ultimo è leggermente diminuita di circa 50 M(m³) (-7%) ma, a causa della riduzione complessiva più elevata, la sua quota è salita al 14,6% dal 13,9% del 2018. Anche la produzione del gruppo Edison, le cui società hanno estratto circa 14 M(m³) di gas in meno rispetto al 2018, è leggermente diminuita (-4%). La quota del gruppo Edison è quindi salita al 7,4% dal 6,8% dello scorso anno. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota in lieve aumento al 2,3% dal 2% ottenuto nel 2018.

² Le riserve di gas sono quantità stimate che vengono definite, secondo la classificazione internazionale, "certe", "probabili" o "possibili" in base al livello di probabilità di venire commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della loro valutazione. In particolare, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, vengono definite riserve "certe" quando tale probabilità è superiore al 90%, "probabili" quando il grado di probabilità è superiore al 50% e "possibili" quando è minore del 50%.

TAV. 3.2 Produzione di gas naturale in Italia nel 2019 (in M(m³))

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	3.511	75,2%
Royal Dutch Shell	680	14,6%
Edison	347	7,4%
Gas Plus	108	2,3%
Altri	24	0,5%
TOTALE	4.669	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	4.852	-

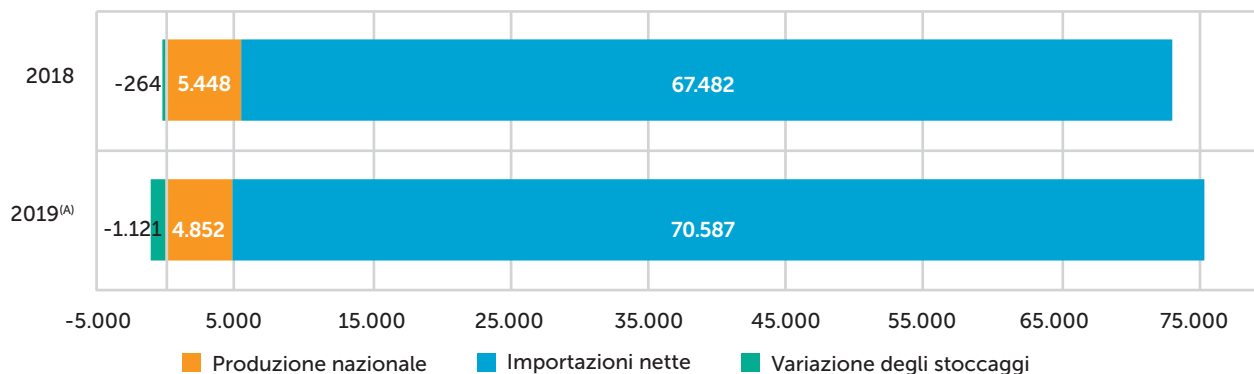
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Importazioni

Come già anticipato all'inizio di questo Capitolo, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2019 l'Italia ha importato 3 G(m³) di gas naturale in più rispetto al 2018: le importazioni lorde, infatti, hanno toccato 70,9 G(m³), mettendo a segno un aumento del 4,5% rispetto al 2018. Le esportazioni, invece, sono scese da 391 a 325 M(m³). Pertanto, il saldo estero è cresciuto da 67.482 a 70.587 M(m³).

Nel corso del 2019, inoltre, parte del gas acquistato è rimasto in stoccaggio: a fine anno, infatti, i prelievi sono risultati di 1.121 M(m³) inferiori alle immissioni. La produzione nazionale è, invece, scesa a 4.852 M(m³). Per effetto di questi movimenti i quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2019 (Fig. 3.4) sono valutabili in 74.319 M(m³), 2,3 punti percentuali al di sopra di quelli del 2018. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è tornato a salire toccando un punto di massimo storico al 95,4% (era al 93,4% nell'anno precedente).

I quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza del gas sono illustrati nella figura 3.5³. Con l'eccezione dei volumi provenienti dall'Algeria, che sono diminuiti del 25,6% rispetto al 2018, sono cresciute le importazioni da tutti gli altri paesi da cui l'Italia acquista il gas.

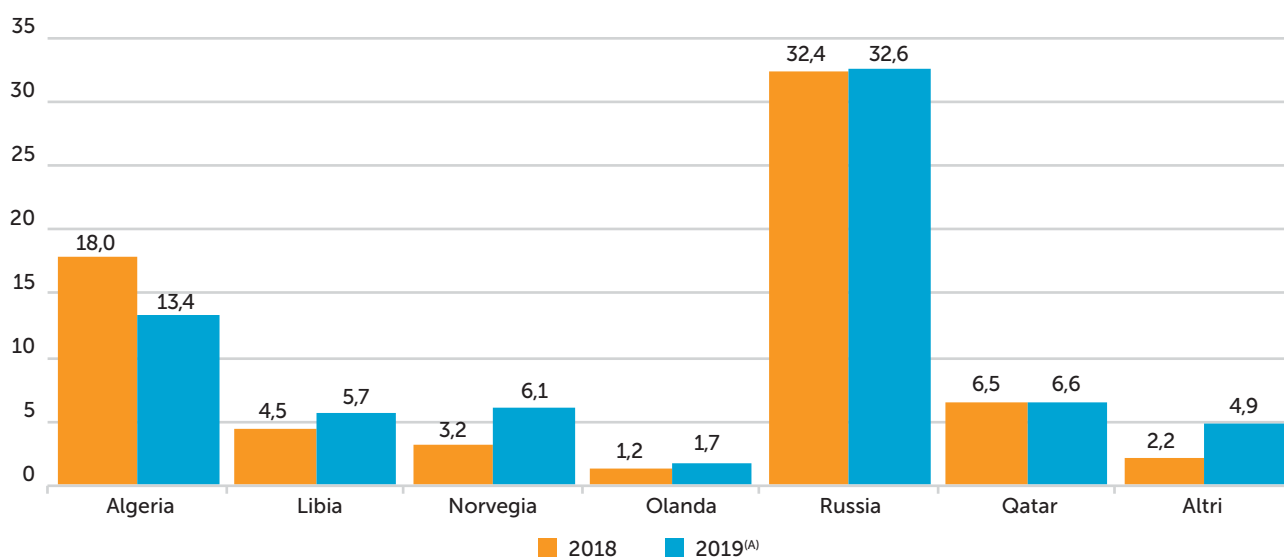
FIG. 3.4 Immissioni in rete negli ultimi due anni (in M(m³))

(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

³ Le importazioni sono suddivise per paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Anche il gas importato in regime di swap è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas stesso.

FIG. 3.5 Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza (in G(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas)



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Il gas che è venuto a mancare dall'Algeria, pari a 4,6 G(m³), è stato più che compensato dai più elevati volumi provenienti dagli altri tradizionali paesi da cui l'Italia importa il gas. Infatti, nel 2019 abbiamo importato: 3 G(m³) in più dalla Norvegia, 1,2 G(m³) in più dalla Libia, 0,5 G(m³) in più dall'Olanda e 0,2 G(m³) in più dalla Russia; sono, inoltre, aumentati di circa 2,7 G(m³) (cioè del 125%) i volumi provenienti dalle altre zone. Nell'ambito di questi ultimi, sono da sottolineare, in particolare, significativi carichi di GNL provenienti da Trinidad & Tobago, per 1,4 G(m³), e 1,6 G(m³) dagli Stati Uniti, consegnati presso il terminale di Livorno.

Nel 2019, quindi, il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è leggermente diminuito al 46% (era al 47,7% nel 2018), mentre la quota dell'Algeria è scesa dal 26,5% al 18,8%. Il terzo paese per importanza è il Qatar da cui arriva il 9,2% del gas complessivamente importato in Italia (9,6% nel 2018), seguito dalla Norvegia, la cui quota è all'8,7%, e dalla Libia all'8%. Il 6,8% delle importazioni italiane nel 2019 è arrivato dall'insieme degli altri paesi. Grazie al significativo incremento della quota norvegese, l'incidenza delle importazioni dal Nord Europa (cioè da Norvegia e Olanda insieme) è salita all'11,1% dal 6,5% del 2018.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2019 sono stati importati in Italia 69 G(m³), 2 in più rispetto al 2018⁴ (Tav. 3.3). L'aumento è stato, quindi, del 3,1%, leggermente inferiore a quello valutabile nei dati del Ministero dello sviluppo economico⁵. Il 6% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 4,1 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee. Quest'ultimo valore è quasi raddoppiato rispetto al 2018, quando dalle Borse europee risultavano giunti 2,9 G(m³).

Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2019, pari a 32,5 G(m³), sono diminuiti di 2,5 G(m³) rispetto al 2018. La significativa riduzione delle importazioni di Eni (-7,2%), a fronte di un incremento complessivo del totale delle importazioni nazionali, ha

⁴ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

⁵ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi che il Ministero classifica come importazioni nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana", in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

fatto registrare alla quota di mercato della società un brusco calo al 47,1% (45,9% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 52,3% rilevato nel 2018. Tale quota è in diminuzione dal 2014, ma resta al di sopra del punto di minimo toccato nel 2010, quando – per effetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164⁶ – la porzione di gas estero approvvigionata da Eni era scesa al 39,2%.

Le importazioni di Edison, seconda in classifica come nel 2018, sono, invece, rimaste sostanzialmente invariate, essendo passate da 14,6 a 14,7 G(m³); la sua quota nel mercato dell'importazione è quindi scesa al 21,3% dal precedente 21,8% e la distanza da Eni si è accorciata di 5 punti percentuali, anche se solo per effetto della diminuzione della quota di Eni. Un discreto incremento (+7,4%) si è avuto, invece, nelle importazioni di Enel Global Trading, passate da circa 6,3 G(m³) nel 2018 a 6,7 G(m³). Perciò Enel Global Trading è rimasta al terzo posto con una quota in lieve ascesa, dal 9,4% al 9,8%. Come nel 2018, anche nel 2019 la quarta posizione nella classifica degli importatori è occupata da DXT Commodities SA (ex Dufenergy Trading), i cui quantitativi importati hanno superato di poco i 2 G(m³) e rappresentano il 42% di quelli del terzo importatore.

TAV. 3.3 *Primi venti importatori di gas in Italia nel 2019 (in M(m³); importazioni lorde)*

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2018
Eni	32.527	47,1%	1°
Edison	14.688	21,3%	2°
Enel Global Trading	6.741	9,8%	3°
DXT Commodities SA	2.834	4,1%	4°
Gunvor International BV	2.277	3,3%	5°
Shell Energy Europe Limited	1.154	1,7%	6°
Danske Commodities A/S	858	1,2%	-
Bp Energy Europe Ltd Sede Secondaria	766	1,1%	13°
Enet Energy SA	703	1,0%	31°
Bp Gas Marketing	679	1,0%	-
Met International AG	647	0,9%	43°
Hera Trading	588	0,9%	12°
A2A	432	0,6%	10°
Alpherg	426	0,6%	40°
Iren Mercato	371	0,5%	11°
Ascotrade	318	0,5%	14°
Axpo Italia	297	0,4%	25°
Gazprom Italia	260	0,4%	34°
Uniper Global Commodities SE	256	0,4%	17°
Worldenergy SA	226	0,3%	8°
Altri	2.014	2,9%	-
TOTALE	69.063	100%	-
<i>di cui: importazioni dalle Borse europee</i>	4.134	6,0%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	70.912	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

⁶ Il decreto ha previsto, tra le altre misure, l'imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore (75% delle importazioni nel 2002, che si riduce fino al 61% nel 2010), con l'obiettivo di determinare le condizioni per l'ingresso sul mercato di gas importato da soggetti diversi da Eni e dagli altri due soggetti storicamente presenti, sia pure con quote modeste, nell'importazione di gas.

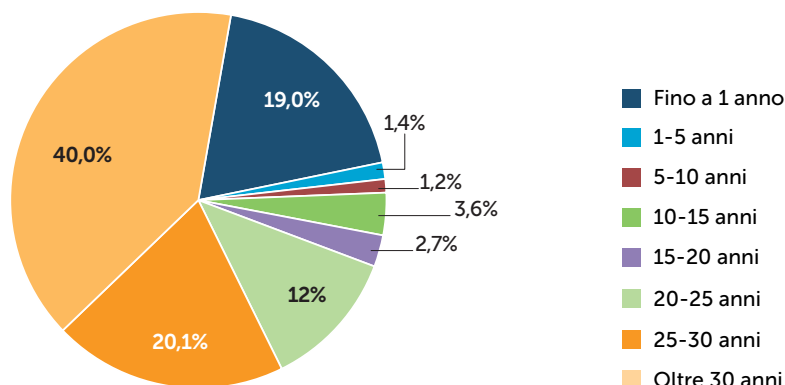
Il panorama degli importatori dalla sesta posizione in classifica a scendere mostra una certa vivacità e variazioni di posizione in qualche caso notevoli, ma i bassi quantitativi coinvolti rendono gli spostamenti più frequenti: sono, cioè, sufficienti movimenti anche piccoli nei quantitativi approvvigionati per registrare tassi di variazione relativamente grandi e, di conseguenza, ampi spostamenti nelle posizioni della classifica. Da segnalare, tuttavia, come si vedrà più avanti in questo Capitolo (nel sottoparagrafo dedicato al mercato all'ingrosso), l'avvenuta cessione dal 1° luglio 2019 dell'attività di acquisto e vendita all'ingrosso da BP Energy Europe Ltd Sede Secondaria alla società del medesimo gruppo, BP Gas Marketing. Per le modalità di svolgimento dell'indagine annuale, le importazioni del gruppo BP sono state comunicate nella prima parte dell'anno dalla prima impresa, mentre per la seconda parte dell'anno, le importazioni sono state inserite da BP Gas Marketing. Se si uniscono i quantitativi delle due società, ne risulta un valore di 1,4 G(m³), che collocherebbe la società importatrice al sesto posto della classifica.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 54 dei 69 G(m³) importati, cioè il 78,1% del gas immesso nel mercato italiano. Tale quota è in riduzione rispetto al 2018 (era 83,5%) per via della discesa delle quote di Eni e di Edison, non compensata dell'incremento della quota di Enel Global Trade.

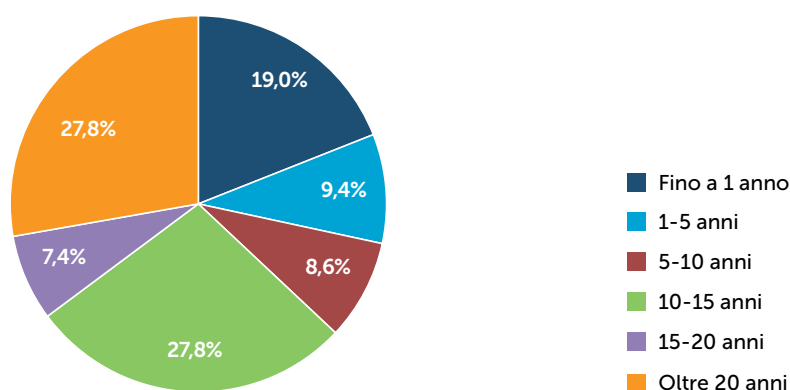
L'analisi dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2019 secondo la durata intera (Fig. 3.6) evidenzia anche per il 2019 una struttura piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è, infatti, pari al 72,1%, benché in diminuzione rispetto allo scorso anno (era 76,2%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è cresciuta ancora e ha superato di poco il 20% (13,9% nel 2018), mentre quella dei contratti di media durata (5-20 anni) è diminuita di 2,5 punti percentuali rispetto allo scorso anno (7,5% al posto del 10% del 2018). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura sono, però, aumentate per la prima volta dal 2016: nel 2019, infatti, i volumi contrattati sono complessivamente pari a 86,3 G(m³), contro una media degli ultimi tre anni di 84,7 G(m³). L'incidenza delle importazioni *spot*⁷, ovvero quelle con durata inferiore all'anno, nel 2019 è in costante aumento: è salita di 7,5 punti percentuali, raggiungendo il 19%.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2019 (Fig. 3.7) mostrano che il 37% scadrà entro i prossimi 10 anni (la stessa quota era del 55,4% nel 2018) e il 28,4% giungerà al termine entro i prossimi 5 anni. Il 35,2% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota, che era in aumento dal 2014, nel 2019 ha registrato, invece, una lieve flessione, poiché nel 2018 era risultata del 36,6%.

⁷ Vale la pena ricordare che tale incidenza 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.

FIG. 3.6 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2019 secondo la durata intera

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.7 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2019 secondo la durata residua

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nessuna particolare novità ha interessato l'assetto del trasporto del gas naturale nel 2019. Le imprese che gestiscono la Rete di trasporto del gas nazionale e regionale sono 9: 3 per la Rete nazionale e 8 per la Rete regionale (Tav. 3.4).

Oltre a Snam Rete Gas, l'impresa maggiore, trasportano gas sulla rete nazionale anche altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia (SGI) e Infrastrutture Trasporto Gas.

Società Gasdotti Italia 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 divenuta di proprietà di due fondi di investimento internazionali: Macquarie European Infrastructure Fund 4, gestito da una società australiana, e Swiss Life Funds Global Infrastructure Opportunities II, controllato da un'impresa svizzera. Oltre che sulla rete

nazionale, SGI trasporta anche sulla rete regionale; le sue reti si estendono in territorio marchigiano-abruzzese, dal Lazio fino alla Puglia attraverso il Molise e in un piccolo tratto in Campania, inoltre si contano un gasdotto in Veneto e reti ubicate rispettivamente in Basilicata, in Calabria e in Sicilia.

La società Infrastrutture Trasporto Gas è proprietaria e gestisce direttamente il metanodotto Cavarzere-Minerbio, funzionale al collegamento del rigassificatore di Rovigo. Nata nel 2012 dalla scissione della società Edison Stoccaggio, era controllata al 100% da Edison, ma dal 13 ottobre 2017 è entrata nel gruppo Snam, essendo stata interamente acquisita da Asset Company 2, a sua volta posseduta al 100% da Snam. Insieme a tale cessione, è da segnalare, inoltre, che nella stessa data 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 possiede il 93,1% delle reti: 32.726 km di rete sui 35.133 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.665 km di rete (il 4,7%), di cui 603 sulla Rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 411 km di rete.

Vi sono, poi, altri 6 operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

TAV. 3.4 Reti delle società di trasporto nel 2019 (in km)

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.643	23.000	32.643
Società Gasdotti Italia	603	1.062	1.665
Retragas	0	411	411
Energie Rete Gas	0	126	126
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	36	36
TOTALE	10.329	24.804	35.133

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le attività di trasporto sono riassunte nella tavola 3.5, che riporta, per regione, la lunghezza delle reti, i volumi di gas transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti e il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti (tutti i dati sono preconsuntivi). L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

La leggera crescita del settore del gas si manifesta, ovviamente, anche nei dati del trasporto: nel 2019 i volumi riconsegnati sulle reti hanno registrato un incremento del 2,5%. Con 2,3 G(m³) in più rispetto al 2018, i volumi

trasportati sono saliti da 92,3 G(m³) a 94,7 G(m³). Anche il numero dei punti di riconsegna è lievemente cresciuto a 7.507 unità dalle 7.476 dell'anno precedente; pertanto, il volume medio trasportato è aumentato da 12,4 a 12,6 M(m³).

Una consistente crescita si è verificata nel settore termoelettrico, al quale sono stati riconsegnati complessivamente 2,5 G(m³), vale a dire il 10,6%, di gas in più rispetto all'anno precedente. Al contrario, i volumi riconsegnati al settore industriale e agli impianti di distribuzione sono entrambi diminuiti: un calo di 663 M(m³), corrispondente a una riduzione del 2%, si è avuto nel caso degli impianti di distribuzione, così come i volumi prelevati dai clienti finali industriali sono diminuiti di 267 M(m³) rispetto al 2018 (-1,8%). Alla 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), sono stati riconsegnati invece 775 M(m³) in più (+3,7%) del 2018.

TAV. 3.5 Attività di trasporto per regione nel 2019 (lunghezza delle reti in km e volumi riconsegnati in M(m³))

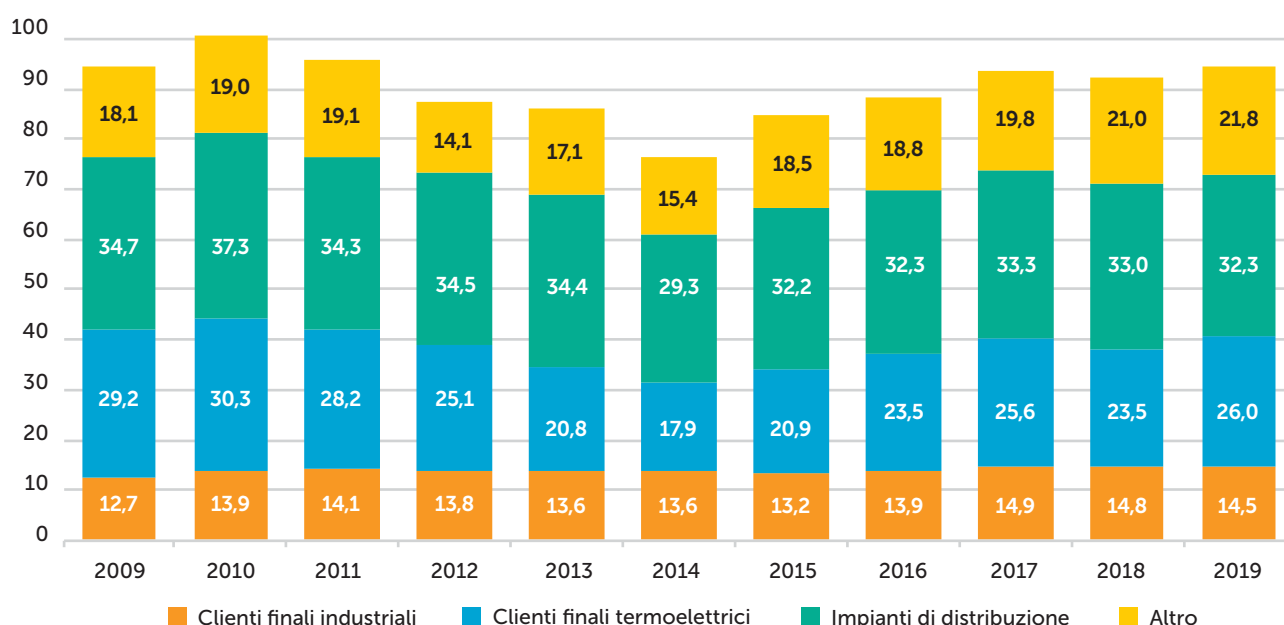
REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI					NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO ^(A)	TOTALE	
Piemonte	504	2.149	3.439	1.247	3.389	131	8.205	486
Valle d'Aosta	0	99	41	64	0	0	105	13
Lombardia	642	4.484	8.319	2.695	5.546	571	17.130	2.302
Trentino-Alto Adige	109	375	699	323	25	0	1.047	94
Veneto	830	2.098	3.958	1.418	621	62	6.059	554
Friuli-Venezia Giulia	492	567	830	670	747	172	2.420	161
Liguria	22	476	877	240	393	2	1.513	62
Emilia-Romagna	1.271	2.535	4.074	2.719	3.063	8.021	17.877	718
Toscana	614	1.471	2.221	955	1.761	5	4.942	317
Umbria	180	467	501	283	318	0	1.102	99
Marche	383	628	853	372	3	95	1.323	186
Lazio	532	1.477	2.124	588	1.001	541	4.254	416
Abruzzo	586	926	693	414	490	91	1.688	303
Molise	387	514	130	69	384	437	1.019	132
Campania	578	1.451	1.186	444	1.159	8	2.796	619
Puglia	708	1.317	1.134	822	2.511	5	4.471	283
Basilicata	432	926	213	149	25	0	387	205
Calabria	986	1.299	300	48	2.612	5	2.965	293
Sicilia	1.073	1.545	756	997	1.945	7	3.705	261
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	11.649	11.649	3
ITALIA	10.329	24.804	32.347	14.516	25.993	21.802	94.659	7.507

(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 regolati.

Se si considera l'attività di trasporto effettuata negli ultimi anni (Fig. 3.8), si nota come la quantità di gas complessivamente riconsegnato alle varie tipologie di clienti stia lentamente recuperando terreno rispetto al punto di massimo toccato nel 2010, quando il quantitativo di gas complessivamente trasportato è stato di 100,5 G(m³). Nel 2019 i volumi complessivamente trasportati sono ancora di 5,8 G(m³) al di sotto di quel livello. Rispetto al 2010, la riduzione dei volumi trasportati appare interamente a carico della generazione elettrica e del settore civile. I volumi riconsegnati al termoelettrico sono diminuiti di 4,3 G(m³), cioè del 14% rispetto a nove anni fa, così come quelli riconsegnati agli impianti di distribuzione sono ancora del 13% inferiori. Il completo recupero del settore produttivo, avvenuto già nel 2018, si è, invece, leggermente ridotto nel 2019: i volumi riconsegnati all'industria nel 2019 sono solo 0,6 miliardi di metri cubi superiori a quelli del 2010, mentre nel 2018 erano più alti di 0,9 G(m³). Sono aumentati di 775 M(m³) anche i volumi riconsegnati al settore "Altro".

FIG. 3.8 Attività di trasporto dal 2009 (in G(m³); riconsegne di gas a diverse tipologie di clienti)



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti effettuati all'inizio dell'anno termico, delle capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale per l'anno termico 2019-2020. 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.

La capacità disponibile viene offerta tramite la piattaforma PRISMA dal 2013 presso Tarvisio, Gorizia e Passo Gries, a cui si sono aggiunti, nel 2014, anche Mazara e Gela.

Per l'anno termico 2019-2020 la capacità conferibile complessivamente è pari a 291,4 M(m³)/giorno, valore che è dato dalla somma delle capacità di tutti i punti di ingresso collegati via gasdotto meno 19,6 M(m³)/giorno che rappresentano la capacità concorrente nei punti di Mazara e Gela. Questa, infatti, è la capacità che, se resa disponibile nel punto di Mazara, riduce di un uguale valore quella conferibile a Gela e viceversa. La capacità complessivamente è di poco inferiore a quella dell'anno termico precedente, pari a 293,8 M(m³)/giorno.

TAV. 3.6 *Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2019-2020 (in M(m³) standard per giorno)*

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(C)
A inizio anno termico					
Passo Gries	59,0	9,5	49,5	16,1%	14
Tarvisio	107,0	87,5	19,5	81,7%	33
Gorizia	2,0	0,0	2,0	0,0%	0
Mazara del Vallo ^(A)	103,0	24,8	78,2	24,1%	4
Gela ^(A)	40,0	18,2	21,8	45,5%	2
TOTALE GASDOTTI^(B)	291,4	139,9	151,5	48,0%	42
Al 1° gennaio 2020					
Passo Gries	59,0	9,1	49,9	15,4%	16
Tarvisio	107,0	85,9	21,1	80,3%	34
Gorizia	2,0	0	2,0	0,0%	0
Mazara del Vallo ^(A)	103,0	42,4	60,7	41,1%	5
Gela ^(A)	40,0	18,2	21,8	45,5%	2
TOTALE GASDOTTI^(B)	291,4	155,5	135,9	53,4%	40

(A) La capacità conferibile e la capacità disponibile nei punti indicati includono 19,6 M(m³)/g di capacità concorrente, ai sensi del Codice di rete.

(B) Poiché il conferimento della capacità concorrente nel punto di entrata di Mazara del Vallo riduce di un uguale valore la capacità disponibile nel punto di entrata di Gela e viceversa, le capacità totali conferibile e disponibile escludono 19,6 M(m³)/g di capacità concorrente.

(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 regolati e Snam Rete Gas.

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 il 48% a 42 soggetti. Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, al 1° gennaio 2020 la medesima quota sale al 53,4%, per l'incremento delle capacità conferite a Tarvisio per 1,5 M(m³)/giorno e a Mazara del Vallo per 17,5 M(m³)/giorno, mentre a Passo Gries si registra una lieve riduzione della capacità conferita di 0,4 M(m³)/giorno; a Gorizia e a Gela le capacità conferite restano, invece, invariate. Le variazioni di capacità sono dovute all'effetto delle disposizioni dell'Autorità⁸, che hanno consentito ai titolari di capacità di trasporto di lungo periodo presso i punti di interconnessione con l'estero di rimodulare nel tempo i propri diritti di trasporto.

⁸ Introdotta con la delibera 28 settembre 2017, 666/2017/R/gas.

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. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale GNL Italia del gruppo Snam, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. Al 1° ottobre 2019, inizio dell'anno termico, la capacità presso il terminale di Panigaglia risulta occupata per il 5,5%. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la Rete nel punto di Cavarzere) è, invece, pari a 26,4 M(m³)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità e per 25 anni, ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239 e della direttiva europea 2003/55/CE, la capacità conferibile in tale punto sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Infine, la capacità conferibile nel terminale di Livorno, entrato in esercizio nel dicembre 2013 e gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana, pari a 15 M(m³)/giorno, al 1° ottobre 2019 risulta occupata per l'85,4%.

Complessivamente, nell'anno solare 2019, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla Rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 389, contro i 392 del 2018, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%.

Conferimenti pluriennali

Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, le capacità ai punti di interconnessione via gasdotto sono state rese disponibili per il conferimento nei prossimi quattordici anni termici, a partire dal 2020-2021. Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità presso i punti di entrata della rete nazionale di tipo pluriennale, che risultano conferite in esito alle procedure di maggio 2019 per i punti di interconnessione via gasdotto e nel mese di luglio 2019 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 291,4 M(m³)/giorno. Tale capacità è data dalla somma delle capacità dei singoli punti di entrata, ridotta di 19,6 M(m³)/giorno, che è il valore della capacità concorrente nei punti di Mazara del Vallo e Gela.

La capacità conferita diminuisce di anno in anno fino ad azzerarsi a partire dall'anno termico 2025-2026. A parte Cavarzere, la cui capacità – come già detto – è riservata, e Gela, che mantiene una capacità riservata di circa 11 M(m³)/giorno fino all'anno termico 2024-2025, nei restanti punti la capacità riservata è completamente nulla a partire dall'anno termico 2021-2022.

Per valutare la capacità disponibile nei punti di Mazara e Gela, tuttavia, oltre ai volumi conferiti esposti nella tavola, occorre considerare quelli di capacità massima richiesta nell'ambito della Procedura aperta del 21 settembre 2016⁹, che sono pari a 22,6 M(m³)/giorno nell'anno termico 2020-2021 e a 24,6 M(m³)/giorno negli anni termici dal 2021-2022 al 2033-2034.

⁹ Ex art. 5.2 della delibera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10, e paragrafo 8.3.1 del Capitolo 5 del Codice di rete di Snam Rete Gas.

Tenendo conto di questi volumi nel prossimo anno termico 2020-2021, la capacità disponibile è di 246,9 M(m³)/giorno, quella dei quattro anni termici successivi (dal 2021-2022 al 2024-2025) è pari a circa 255,9 M(m³)/giorno, mentre in seguito sale a 266,8 M(m³)/giorno.

TAV. 3.7 Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale per gli anni termici dal 2020-2021 al 2033-2034 (in M(m³) standard per giorno)

ANNI TERMICI	PUNTI DI ENTRATA								
	MAZARA	GELA	TARVISIO	GORIZIA	PASSO GRIES	TOTALE GASDOTTI	PANIGAGLIA	CAVARZERE	LIVORNO
2020-2021	-	11,0	10,0	-	1,0	22,0	-	21,0	-
2021-2022	-	11,0	-	-	-	11,0	-	21,0	-
2022-2023	-	11,0	-	-	-	11,0	-	21,0	-
2023-2024	-	10,9	-	-	-	10,9	-	21,0	-
2024-2025	-	11,0	-	-	-	11,0	-	21,0	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2027-2028	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2028-2029	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2029-2030	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2030-2031	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2031-2032	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2032-2033	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2033-2034	-	-	-	-	-	-	-	21,0 ^(A)	-

(A) Capacità conferita fino all'11 dicembre 2033.

Fonte: Snam Rete Gas.

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 presentano condizioni climatiche estreme o in caso di interruzioni dell'approvvigionamento dai gasdotti (stoccaggio strategico).

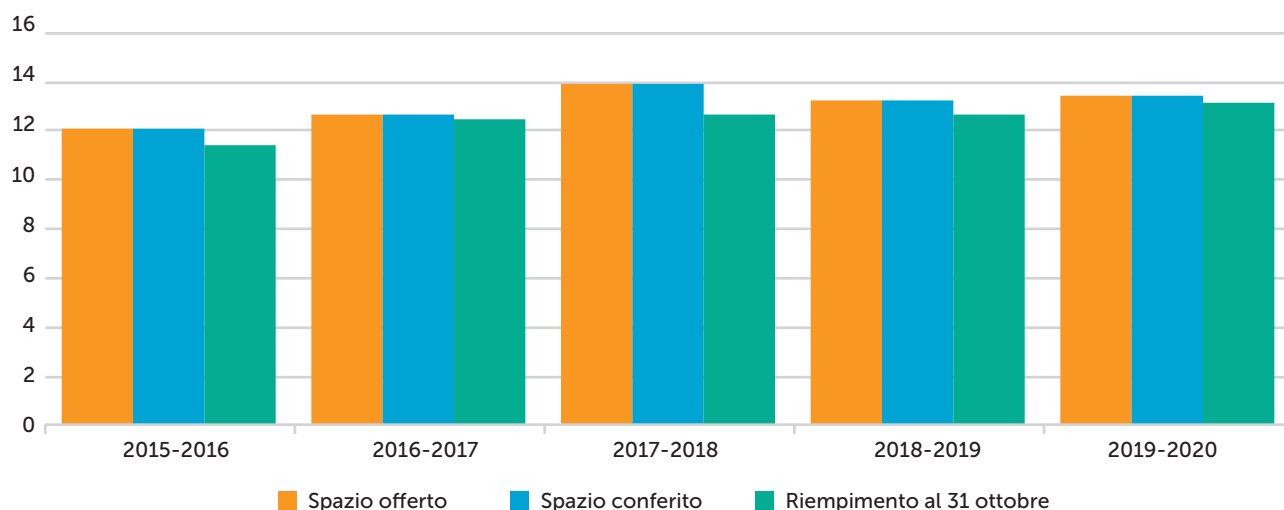
In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni (Tav. 3.8). Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti.

TAV. 3.8 Concessioni di stoccaggio in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	CONFERIMENTO
Alfonsine ^(A)	Stogit	100%	Emilia-Romagna	85,88	1/1/1997
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	6/11/2001
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	1/1/1997
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/1984
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/6/1994
Cornegliano	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/3/2011
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia-Romagna	81,61	1/1/1997
Cugno Le Macine ^(A)	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	2/8/2012
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo – Molise	76,79	21/6/1982
Minerbio	Stogit	100%	Emilia-Romagna	68,61	1/1/1997
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	1/1/1997
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia-Romagna	100,15	1/1/1997
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Bugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia-Romagna	51,76	24/4/2009
Sergnano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	1/1/1997
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	1/1/1997

(A) Concessioni non attive.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

FIG. 3.9 Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici (in G(m³) standard)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Il sistema di stoccaggio del gas italiano ha dimensioni importanti. Esso comprende una capacità oltre 13 G(m³) 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. A questi si aggiungono 4,6 G(m³)

di riserva strategica permanentemente stoccati, utilizzabili in caso di emergenza, cioè solo in caso di lunghe riduzioni degli approvvigionamenti che causino l'esaurimento degli stoccaggi commerciali. All'inizio del 2020 il Ministero dello sviluppo economico ha confermato anche per l'anno termico 2020-2021 l'ampiezza indicata dello stoccaggio strategico, i cui costi vengono suddivisi tra i produttori e gli importatori di gas (Tav. 3.9).

Nell'anno termico 2019-2020, che si è concluso il 31 marzo 2020, 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 18,05 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato interamente conferito (Fig. 3.9). Al 31 ottobre 2019 il riempimento degli stoccaggi era pari a 13,1 G(m³). La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 260,4 milioni di metri cubi standard/giorno: 251,5 M(m³)/g negli stoccaggi di Stogit e 8,9 M(m³)/g in quelli di Edison.

TAV. 3.9 Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2019-2020 e 2020-2021 (in MS(m³))

SERVIZIO	PRODOTTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO	
		2019-2020	2020-2021
Minerario	Definito da MSE	150	168
Bilanciamento trasporto	A richiesta	220	100
Modulazione di punta	Annuale	7.685	7.764
Modulazione uniforme	Annuale	3.049	4.115
Modulazione uniforme	Pluriennale	1.821	1.307
Modulazione uniforme	Flessibilità	510	60
Strategico	Definito da MSE	4.620	4.620
TOTALE		18.055	18.134

Fonte: ARERA.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel marzo 2020, con l'emanazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico, del consueto decreto in materia (decreto 5 marzo 2020). Tale assetto replica in massima parte quello dell'anno precedente (Tav. 3.9) e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2020-2021, pari a 7,764 G(m³) 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 5,482 G(m³), 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 (di cui 0,307 G(m³) già conferiti l'anno scorso).

Le modalità di conferimento si limitano a due tipi:

- specifiche per le capacità dei servizi di stoccaggio minerario, bilanciamento e strategico;
- attraverso procedure di asta competitiva.

Nel complesso, nell'anno termico 2019-2020, Stogit ha conferito capacità per i servizi di stoccaggio di durata almeno annuale a 66 operatori: 65 utenti per i servizi di modulazione, un utente per il servizio di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, nessun utente per il servizio di stoccaggio minerario, la cui capacità è stata conferita come servizio di modulazione uniforme.

Nell'ambito dei servizi di modulazione gli utenti sono così distribuiti:

- 57 utenti con il prodotto di punta (di cui 21 solo per quello);
- 34 utenti con il prodotto uniforme (di cui 3 solo per quello);
- 20 utenti con il prodotto di flessibilità (di cui 3 solo per quello);
- 14 utenti con il prodotto pluriennale (di cui 6 già presenti l'anno scorso e nessun utente unico);
- 257 utenti con un solo prodotto di modulazione;
- 46 utenti con 2 prodotti di modulazione;
- 42 utenti con 3 prodotti di modulazione;
- 4 utenti con tutti e 4 i prodotti di modulazione.

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2020 sono risultati pari a poco più di 20 G(m³), di cui 9,5 in erogazione e 10,6 in iniezione.

Per quanto riguarda Edison Stoccaggio, gli utenti nell'anno termico 2019-2020 sono stati 16, così distribuiti:

- 15 utenti con il prodotto di punta (di cui 14 solo per quello);
- 2 utenti con il prodotto di flessibilità (di cui un utente solo per quello).

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio a marzo 2020 sono risultati pari a poco più di 1,5 G(m³), di cui 0,83 in erogazione e 0,86 in iniezione.

Infine, per quanto riguarda Italgas Storage, i volumi movimentati (movimentato fisico) dal suo stoccaggio a marzo 2020 sono risultati pari a poco più di 0,18 G(m³), di cui 0,08 in erogazione e 0,1 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 nell'anno 2019 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria l'anno precedente, relativamente al 2018. Nella presente analisi sono, quindi, da considerarsi provvisori tutti i dati riguardanti il 2019.

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 214 imprese e hanno risposto 213 operatori¹⁰.

¹⁰ Non ha risposto all'Indagine la società Vergas.

Prima di illustrare i risultati dell'Indagine è opportuno, come di consueto, descrivere le numerose operazioni societarie che hanno interessato gli esercenti nel 2019.

In primo luogo, vi sono state diverse operazioni di cessione/acquisizione. In particolare, dall'inizio del 2019:

- l'8 gennaio Ireti (gruppo Iren) ha acquisito Busseto Servizi dal Comune di Busseto;
- il 1° marzo Inrete Distribuzione Energia (gruppo Hera) ha acquisito ATR (A Tutta Rete) da CMV Servizi;
- il 26 marzo Gas Plus Infrastrutture ha acquisito Rete Gas Fidenza dal Comune di Fidenza;
- il 1° aprile Murgia Reti Gas ha acquisito da 2i Rete Gas il ramo d'azienda relativo alla distribuzione del gas in alcuni Comuni nelle Province di Foggia (Chieuti, Lesina, San Severo, Serracapriola, Torremaggiore) e Bari (Conversano, Putignano, Rutigliano, Triggiano, Valenzano);
- il 1° aprile Centria ha acquisito Murgia Reti Gas da 2i Reti Gas, in esito alla procedura di cessione disposta dall'Autorità Garante per la concorrenza e il mercato;
- il 1° maggio Italgas Reti ha acquisito l'attività di distribuzione di gas di Aquamet, relativa a 9 concessioni del Centro-Sud;
- il 2 agosto AMG e Molise Gestioni sono entrate nel gruppo Erogasmet;
- il 26 settembre Italgas Reti ha acquisito da Sienerg Distribuzione l'attività di distribuzione di gas nel Comune di Cannara (PG);
- il 5 dicembre Molise Gestioni ha rilevato da Centria l'impianto di distribuzione di gas relativo al Consorzio Industriale di Pozzilli (IS), in seguito ad aggiudicazione di gara per la gestione.

Le operazioni di incorporazione segnalate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per il 2019, e aventi per oggetto distributori facenti parte dello stesso gruppo societario, sono le seguenti:

- il 1° gennaio 2i Rete Gas ha incorporato Compagnia Generale Metanodotti e Pedemontana Patrimonio e Servizi ha incorporato Pedemontana Distribuzione Gas;
- il 1° aprile Italgas Reti ha incorporato le società Grecanica Gas, Progas Metano e Naturgas;
- il 1° maggio Italgas Reti ha incorporato Enerco Distribuzione;
- il 1° luglio Edigas Esercizio Distribuzione Gas ha incorporato Unigas Distribuzione;
- il 1° agosto Italgas Reti ha incorporato EGN Distribuzione, Ischia Gas e Marigliano Gas;
- il 1° ottobre 2i Rete Gas ha incorporato 2i Rete Gas Impianti;
- il 14 ottobre Centria ha incorporato Melfi Rete Gas e ha ceduto una parte dei relativi impianti alla controllata Murgia Rete Gas;
- il 1° novembre Italgas Reti ha incorporato Mediterranea.

Infine, vi sono state le seguenti operazioni di ridenominazione:

- il 29 gennaio 2019 il gruppo Energei è diventato gruppo Enercom;
- il 13 dicembre 2019 Asec ha cambiato ragione sociale in Catania Rete Gas.

TAV. 3.10 Attività dei distributori nel periodo 2012-2019

OPERATORI ^(A)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
NUMERO	226	228	228	226	218	210	208	199
Molto grandi	8	7	8	8	8	7	7	7
Grandi	27	26	22	22	20	20	19	19
Medi	18	20	20	22	22	22	22	21
Piccoli	112	115	117	114	110	104	101	97
Piccolissimi	61	60	61	60	58	57	59	55
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	33.913	34.241	29.470	31.184	31.078	31.654	32.116	31.287
Molto grandi	19.309	19.553	17.414	18.375	19.511	19.967	32.188	20.255
Grandi	8.834	8.682	6.754	7.099	5.843	5.941	20.523	5.809
Medi	2.034	2.227	2.020	2.228	2.240	2.407	6.059	2.224
Piccoli	3.512	3.578	3.105	3.297	3.290	3.141	2.446	2.818
Piccolissimi	223	202	176	184	194	198	2.968	181

(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.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2019 i soggetti attivi sono risultati 199, 9 in meno rispetto al 2018 (Tav. 3.10). La variazione del numero dei soggetti è in larga parte attribuibile agli effetti delle operazioni societarie appena viste.

La suddivisione dei distributori in base al numero dei clienti serviti evidenzia: 7 distributori molto grandi (oltre 500.000 clienti), 19 distributori di grandi dimensioni (numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), 21 distributori medi (50.000-100.000 clienti), 97 piccoli (10.000-50.000 clienti) e 55 piccolissimi (meno di 5.000 clienti). Complessivamente la frammentazione è diminuita, poiché se, da un lato, è rimasto inalterato il numero dei grandi operatori, dall'altro è diminuito il numero dei medi (1 unità in meno), dei piccoli (4 unità in meno) e dei piccolissimi operatori (4 unità in meno).

I volumi complessivamente distribuiti sono diminuiti del 2,8%, con riduzioni differenziate tra le varie classi di imprese. La diminuzione più forte (-9,1%) ha riguardato gli operatori medi, seguiti dai piccolissimi (-5,8%) e dai piccoli (-5,1%), mentre hanno avuto riduzioni più contenute gli operatori grandi (-4,1%) e, soprattutto, quelli molto grandi (-1,3%).

Per quanto detto sopra, anche se il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è sceso negli ultimi anni (26 unità, dalle 35 che si registravano nel 2012), la quota di queste società non si è ridotta in termini di gas distribuito e nel corso degli anni è rimasta sostanzialmente stabile intorno all'83%. Le medie imprese sono lievemente aumentate, sia in termini di numero (da 18 a 21), sia in termini di incidenza dei volumi distribuiti (dal 6% al 7,1%), mentre le piccole e le piccolissime imprese hanno ridotto sia la loro numerosità (da 173 a 152), sia la loro quota di volumi erogati (dall'11% al 9,6%).

Complessivamente i 199 operatori attivi nel 2019 hanno distribuito 31,3 miliardi di m³ (901 milioni di m³ in meno dell'anno precedente) a 23,9 milioni di clienti finali¹¹. Il servizio è stato gestito attraverso 6.514 concessioni in 7.211 Comuni (Tav. 3.11).

TAV. 3.11 Attività di distribuzione per regione nel 2019 (clienti in migliaia e volumi erogati in M(m³))

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	NUMERO DI CONCESSIONI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI
Piemonte	26	2.121	1.086	3.364	996	10,8%	8,9%
Valle d'Aosta	1	24	24	41	36	0,1%	0,1%
Lombardia	47	4.928	1.585	8.240	1.345	26,3%	20,6%
Trentino-Alto Adige	12	286	167	680	184	2,2%	1,2%
Veneto	27	2.139	657	3.852	546	12,3%	9,0%
Friuli-Venezia Giulia	8	566	197	823	169	2,6%	2,4%
Liguria	7	911	159	826	155	2,6%	3,8%
Emilia-Romagna	22	2.325	391	3.970	298	12,7%	9,7%
Toscana	9	1.648	250	2.210	236	7,1%	6,9%
Umbria	11	371	95	479	79	1,5%	1,6%
Marche	27	699	230	871	189	2,8%	2,9%
Lazio	11	2.362	335	2.024	308	6,5%	9,9%
Abruzzo	24	672	309	663	278	2,1%	2,8%
Molise	8	135	138	119	135	0,4%	0,6%
Campania	18	1.467	464	1.007	461	3,2%	6,1%
Puglia	10	1.387	260	999	255	3,2%	5,8%
Basilicata	10	216	129	190	122	0,6%	0,9%
Calabria	7	474	377	266	368	0,9%	2,0%
Sicilia	13	1.149	358	662	354	2,1%	4,8%
ITALIA	-	23.882	7.211	31.287	6.514	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Non emergono significativi elementi di novità dall'analisi territoriale dei dati: al primo posto si collocano, come sempre, Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Piemonte, nelle quali viene distribuito il 62,1% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 19,9%, mentre il restante 18% viene distribuito nelle altre parti d'Italia, con quote regionali che non arrivano al 3%. Manca dall'elenco la Sardegna, che non è metanizzata.

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 69,7% del gas distribuito a livello nazionale a 13,3

¹¹ Individuati mediante il numero dei gruppi di misura.

milioni di clienti (il 55,7% del totale nazionale); seguono il Centro con il 20,3% del gas, erogato a 5,9 milioni di clienti (il 24,7% del totale), e infine il Sud e la Sicilia, con il 10% del gas a 4,7 milioni di clienti (il 19,7% del totale nazionale).

Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale distribuzione gas dell'Autorità, nel 2019 sono state metanizzate 20 nuove località.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2019, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.12), mostra in primo luogo l'importanza degli enti pubblici, che nel 2019 risultano possedere il 34,6% delle quote delle società di distribuzione, in aumento rispetto all'anno precedente (32,8%). Lievemente aumentata anche l'incidenza delle imprese energetiche locali (dal 12,2% al 12,5%), mentre si è ridotta sensibilmente quella delle imprese energetiche nazionali (dal 16,4% al 14%). In diminuzione anche il peso delle società diverse (dal 25,5% al 24,6%), mentre presenta una variazione di entità simile e segno opposto la quota di capitale sociale detenuta da persone fisiche, salita dal 12,7% al 13,8%. Lievissimo aumento per la quota delle imprese estere (da 0,2% a 0,3%), le quali provengono dal Lussemburgo (quote in 2i Rete Gas), dall'Austria (quote in Südtirolgas) e dal Regno Unito (quote in Erogasmet).

TAV. 3.12 *Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2018	2019
Enti pubblici	32,8%	34,6%
Società diverse	25,5%	24,6%
Imprese energetiche nazionali	16,4%	14,0%
Persone fisiche	12,7%	13,8%
Imprese energetiche locali	12,2%	12,5%
Imprese energetiche estere	0,2%	0,3%
Istituti finanziari nazionali	0,2%	0,1%
Mercato	0,0%	0,1%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 264.026 km di rete (di cui 629 non in funzione nel 2019), il 57,7% in bassa pressione, il 41,6% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione (Tav. 3.13). La lunghezza delle reti è cresciuta di 1.692 km rispetto al 2018. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di circa 6.600 cabine e 101.000 gruppi di riduzione finale.

Il 58,2% delle reti (153.220 km) è situato al Nord, il 22,8% al Centro (60.162 km) e il restante 19% (50.645 km) si trova al Sud e in Sicilia.

TAV. 3.13 Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2019 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale, estensione reti in km e canone annuo in €/km)

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	829	6.931	107,6	12.818,0	11.668,4	94,7%	4,8%
Valle d'Aosta	5	56	0,0	173,1	194,3	98,6%	0,8%
Lombardia	1.759	16.872	125,2	15.252,5	32.981,8	79,5%	16,9%
Trentino-Alto Adige	229	20.709	194,3	2.172,6	2.134,2	91,4%	8,3%
Veneto	667	13.709	297,2	11.338,8	18.993,4	79,1%	20,5%
Friuli-Venezia Giulia	127	1.586	5,4	2.301,6	5.273,2	65,5%	33,9%
Liguria	82	2.886	23,5	2.106,1	4.017,3	98,0%	1,7%
Emilia-Romagna	487	7.926	221,7	17.634,2	13.185,4	70,2%	23,5%
Toscana	329	10.120	271,4	6.709,9	10.011,1	87,2%	12,8%
Umbria	187	2.008	101,2	2.017,6	3.400,7	59,7%	40,3%
Marche	135	2.386	12,7	4.713,8	4.774,8	61,5%	30,1%
Lazio	325	2.510	174,1	7.646,3	7.934,7	65,0%	35,0%
Abruzzo	214	2.137	3,7	4.997,0	5.102,8	69,5%	30,4%
Molise	95	509	0,7	1.129,4	1.159,8	86,8%	13,1%
Campania	316	5.638	41,1	4.889,1	8.390,3	84,8%	14,7%
Puglia	243	1.849	116,1	3.636,0	8.786,1	92,0%	7,8%
Basilicata	113	451	0,8	1.001,7	1.691,5	54,7%	44,7%
Calabria	235	840	36,5	3.894,5	3.616,8	93,5%	6,4%
Sicilia	224	1.785	125,6	5.318,2	9.100,3	95,1%	4,8%
ITALIA	6.601	100.908	1.858,8	109.750,5	152.416,9	85,2%	10,5%
<i>di cui non in funzione</i>	-	-	9,2	384,4	235,3	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Mediamente i distributori possiedono l'85% delle reti che gestiscono. I Comuni, invece, ne possiedono il 10,7%. 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 percentuali può differire dal 100%.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso, di seguito illustrata, viene effettuata sulla base delle categorie d'uso entrate in vigore nel 2013. Definite¹² nell'ambito della riforma del *settlement*, tali categorie sono state adottate con lo scopo di attribuire agli utenti del servizio di bilanciamento i quantitativi di gas consumati dai clienti finali che non vengono misurati giornalmente e sono individuate in base a profili di consumo standard.

¹² Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

TAV. 3.14 Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2019 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre 2019 e dei volumi a essi distribuiti e consumo medio in metri cubi)

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	2,0%	21,2%	13.729
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	41,8%	6,1%	190
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	54,7%	45,2%	1.084
C4	Uso condizionamento	0,0%	0,0%	1.524
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,1%	4.257
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,1%	2,8%	31.989
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,4%	24,6%	23.602
	TOTALE	100,0%	100,0%	1.310

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Più della metà dei clienti (il 54,7%) 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 il 45,2% del gas complessivamente distribuito in Italia, ha un consumo unitario di 1.084 m³/anno, lievemente inferiore a quello rilevato lo scorso anno, che risultava pari a 1.120 m³.

La seconda tipologia più diffusa tra i clienti (41,8%) è la C2, che prevede l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o per la produzione di acqua calda. Il gas complessivamente distribuito a questa categoria è risultato pari al 6,1% del totale, per un consumo unitario di 190 m³ (193 nel 2018). Gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1) sono una piccola quota dei clienti totali (solo il 2%), ma nel 2019 hanno assorbito ben il 21,2% del gas distribuito, con un consumo annuo *pro capite* di 13.729 m³, anche questo inferiore all'anno precedente (14.220 m³). Le aziende con usi tecnologici (artigianali e industriali) rappresentano solo lo 0,1% dei clienti e il 2,8% dei prelievi. Oltre un quarto dei volumi di gas (il 26,4%) viene impiegato da soggetti aventi usi sia tecnologici che di riscaldamento (codice T2). Il consumo medio di questi clienti è ovviamente elevato ed è pari a 23.602 m³, in lieve aumento rispetto all'anno precedente (23.371 m³). Il consumo medio complessivo che emerge dalle diverse categorie d'uso è pari a 1.310 m³/anno (Tav. 3.14), in calo del 3,2% rispetto ai 1.351 m³ rilevati per il 2018.

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 annuo (al massimo pari a 480 m³), comprendono principalmente consumi solo di prima necessità – contano molto in termini di clienti (48,3%), ma assorbono solo il 5,9% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di clienti (39,9%) sia di volumi (27,5%) è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m³; ricadono in quest'ultima le famiglie o le piccole attività commerciali che, conformemente a quanto appena visto sui dati per categoria d'uso, impiegano il gas per il riscaldamento dei locali e per la produzione di acqua calda o per 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'1,8% dei clienti), assorbono quasi la metà del gas complessivamente distribuito (49,2%).

Nella tavola le quote dei clienti per ciascuna classe di prelievo sono calcolate in base al numero dei gruppi di misura¹³ che vi ricadono. Valutando la numerosità dei clienti attraverso i punti di riconsegna¹⁴, si ottiene un valore più ampio di circa 1,5 milioni di unità, quasi tutte concentrate nella fascia di prelievo più piccola. Si ricorda che, con l'eccezione della tavola 3.15, che riporta entrambe queste specificazioni, in tutto il paragrafo i clienti sono conteggiati in termini di gruppi di misura.

La riduzione dei consumi unitari medi, vista in precedenza, ha determinato lo slittamento di una parte dei clienti nelle classi di consumo inferiori. La quota dell'insieme delle prime tre classi (fino a 1.560 m³), che l'anno precedente era pari all'87,2% in termini di gruppi di misura, nel 2019 è salita all'88,2%.

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 2019 in migliaia e volumi prelevati in M(m³))*

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA	VOLUMI	QUOTA SUI GRUPPI DI MISURA	QUOTA SUI VOLUMI
0-120	7.319	5.865	180	24,6%	0,6%
121-480	5.701	5.676	1.656	23,8%	5,3%
481-1.560	9.576	9.529	8.618	39,9%	27,5%
1.561-5.000	2.392	2.380	5.426	10,0%	17,3%
5.001-80.000	413	412	6.301	1,7%	20,1%
80.001-200.000	12	12	1.452	0,1%	4,6%
200.001-1.000.000	6	6	2.697	0,0%	8,6%
Oltre 1.000.000	2	2	4.958	0,0%	15,8%
TOTALE	25.423	23.882	31.287	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.16 offre un dettaglio della ripartizione dei prelievi e 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)¹⁵.

Nel 2019 il settore domestico risulta composto da 22 milioni di clienti che hanno prelevato 14,9 miliardi di m³, ovvero il 47,6% di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del settore domestico in senso stretto si aggiungono quelli dei condomini domestici, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la significativa quota del 55,3% di tutto il gas distribuito in Italia e il 93,2% dei clienti totali.

Poco più di un miliardo di metri cubi (il 3,6% del totale) è stato prelevato dalle attività di servizio pubblico, definite come i punti di riconsegna nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. I consumatori rimanenti ("altri usi") rappresentano il 6,5% dei clienti e il 41,1% dei volumi distribuiti. I consumi *pro capite* che emergono da questi dati sono coerenti con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 675 m³ per i clienti domestici, 11.270 per i condomini, 13.750 per le attività di servizio pubblico e 8.316 per gli "altri usi".

¹³ 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.

¹⁴ Il punto di riconsegna è il punto 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.

¹⁵ Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e s.m.i.

Nella tipologia dei domestici, la fascia di consumo principale è quella da 481-1.560 m³/anno: vi ricadono il 41,2% dei clienti e il 55,2% dei volumi, con un consumo medio unitario di 903 m³/anno. Oltre la metà (55,3%) dei condomini con uso domestico appartiene alla fascia di consumo 5.001-80.000 m³/anno, che assorbe ben l'82,3% dei volumi prelevati da questa seconda categoria, per un consumo unitario di 16.769 m³/anno. Nella stessa classe di consumo si colloca anche la quota principale (29,5%) di utenze relative ad attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 37,5% del gas utilizzato da questa categoria, con un consumo unitario analogo a quello dei condomini e pari a 17.508 m³/anno. Infine, per quanto riguarda la tipologia residuale "altri usi", non si riscontra una fascia di consumo principale in termini di numerosità, mentre considerando i volumi si riscontra una lieve prevalenza (35,6%) della fascia più grande (oltre un milione di m³), a cui corrisponde un consumo *pro capite* di 2,8 milioni di m³/anno.

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 2019 in migliaia e volumi prelevati in M(m³))

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /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	5.406,6	21,4	17,6	418,9	174	0	0	5
121-480	5.453,6	11,8	7,5	202,8	1.589	3	2	61
481-1.560	9.090,2	22,4	15,0	402,0	8.208	21	14	374
1.561-5.000	2.043,4	38,0	16,2	281,9	4.474	120	48	783
5.001-80.000	44,8	118,3	24,2	224,8	361	1.983	424	3.533
80.001-200.000	0,2	1,8	1,0	9,1	19	199	120	1.113
200.001-1.000.000	0,1	0,2	0,5	5,6	20	79	184	2.414
Oltre 1.000.000	0,0	0,0	0,1	1,6	37	4	337	4.580
TOTALE	22.038,9	214,0	82,2	1.546,7	14.883	2.411	1.130	12.863

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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 l'insieme delle tipologie di clienti – al Nord (1.639 m³) sono circa 2,5 volte quelli osservati al Sud e in Sicilia (666 m³), mentre quelli del Centro assumono valori intermedi (1.081 m³). 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.

Un altro elemento che incide su tale variabilità risiede nella differente distribuzione tra le regioni delle attività produttive di taglia medio-piccola, che sono tipicamente servite dalle reti di distribuzione. Le diversità indicate si riscontrano per tutte le categorie di clienti considerate. La differenziazione è massima per i condomini, che consumano in media 12.298 m³ al Nord, 9.445 m³ al Centro e 5.050 m³ al Sud. Un divario meno marcato è mostrato dalle attività produttive ("altri usi"), con 9.310 m³ al Nord, 7.129 al Centro e 4.534 al Sud. Una differenziazione

analoga emerge per le attività di servizio pubblico, i cui consumi unitari sono di 15.230 m³ al Nord, 13.254 al Centro e 10.065 al Sud, nonché per il segmento domestico, i cui consumi *pro capite* sono di 784 m³ al Nord, 601 al Centro e 474 al Sud.

TAV. 3.17 *Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2019 (clienti in migliaia e volumi in M(m³))*

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.933	1.390	35	385	8	137	145	1.452
Valle d'Aosta	21	16	1	7	0	4	2	14
Lombardia	4.456	3.574	57	836	15	243	401	3.587
Trentino-Alto Adige	246	187	8	71	2	40	30	382
Veneto	1.934	1.724	15	138	6	100	183	1.889
Friuli-Venezia Giulia	521	397	5	63	2	40	38	324
Liguria	863	382	10	161	3	26	35	257
Emilia-Romagna	2.080	1.786	23	250	12	117	210	1.817
Toscana	1.517	1.096	12	102	4	69	116	942
Umbria	341	226	2	16	2	16	27	222
Marche	642	473	4	24	3	30	50	345
Lazio	2.243	1.031	26	275	8	110	86	609
Abruzzo	620	393	3	16	3	30	47	224
Molise	126	79	1	5	1	6	7	28
Campania	1.402	589	5	28	6	74	54	317
Puglia	1.336	728	2	14	3	38	45	218
Basilicata	202	134	1	6	1	13	12	37
Calabria	456	197	1	3	2	11	15	55
Sicilia	1.099	483	2	10	4	24	44	145
ITALIA	22.039	14.883	214	2.411	82	1.130	1.547	12.863

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.18 mostra la tecnologia dei gruppi di misura, con la ripartizione tra elettronici e tradizionali, al 31 dicembre del 2016 e del 2017, evidenziando per l'ultimo anno anche il loro grado di accessibilità fisica¹⁶. Per quanto riguarda i gruppi di misura tradizionali, la quota direttamente accessibile da parte del personale incaricato delle letture 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.

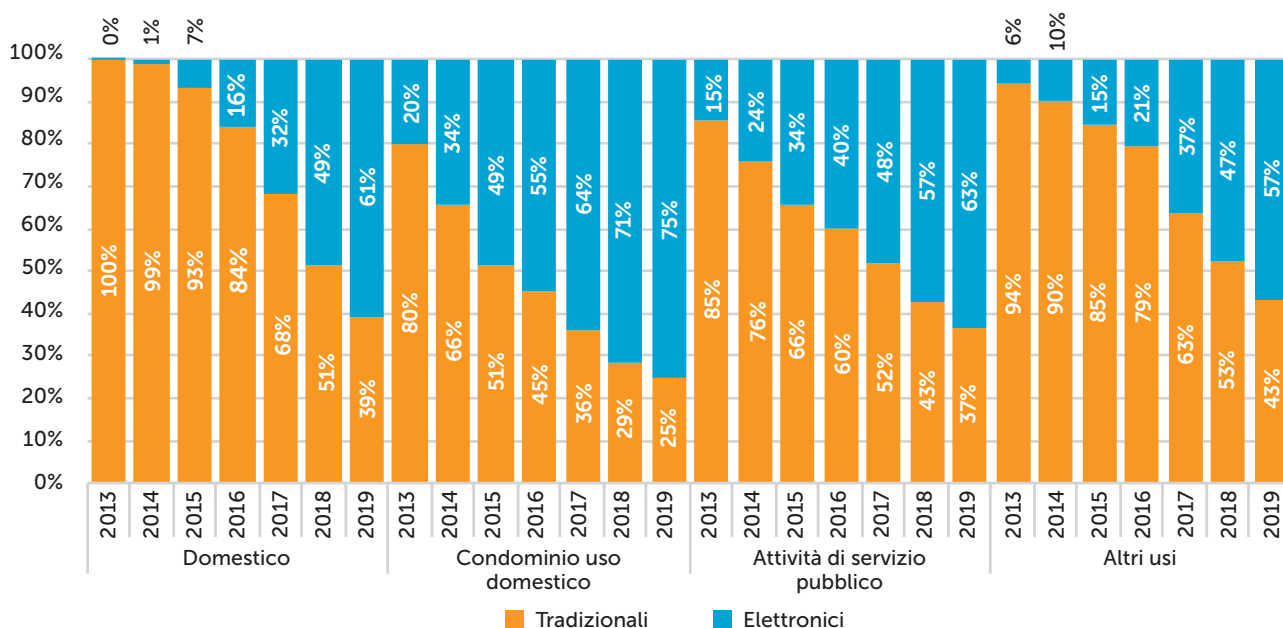
¹⁶ La definizione di "accessibile", "non accessibile" o "parzialmente accessibile" dipende dalla possibilità che il segnante del misuratore, ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori, sia consentito liberamente o meno. Più precisamente: il misuratore è definito "accessibile" quando l'accesso 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.

TAV. 3.18 Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2019 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia e prelievi in M(m³))

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI	NUMERO TOTALE	PRELIEVI
ELETTRONICI					
Fino a G6	5.663	2.331	6.080	14.074	9.576
G6	84	25	46	154	408
Da G6 a G25	128	47	57	231	1.612
G25	43	24	25	92	1.275
G40	22	14	15	51	1.197
Oltre G40	26	17	24	67	9.787
Totale elettronici	5.966	2.456	6.247	14.670	23.854
TRADIZIONALI					
Fino a G6	3.678	1.176	3.928	8.782	5.722
G6	155	53	165	372	659
Da G6 a G25	16	9	13	38	190
G25	4	3	3	10	109
G40	1	1	1	4,2	75
Oltre G40	2	1	2	6	677
Totale tradizionali	3.856	1.243	4.113	9.212	7.432
TOTALE GRUPPI DI MISURA	9.822	3.699	10.360	23.882	31.287

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'installazione dei misuratori elettronici prosegue e mostra una crescita considerevole. Nel corso del 2019 il loro numero è aumentato del 25%, grazie all'installazione di quasi 3 milioni di apparecchi, il 99% dei quali di piccola taglia, ovvero fino alla classe G4. Alla fine del 2019 risultano dotati di misuratore elettronico del gas più della metà (61%) dei clienti domestici, tre quarti dei condomini (75%), il 63% delle attività di servizio pubblico e il 57% dei clienti con altri usi (Fig. 3.10).

FIG. 3.10 Gruppi di misura elettronici e tradizionali dal 2013 per tipologia di cliente (percentuale di gruppi di misura installati)

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'attività di misura svolta dai distributori è riassunta nella tavola 3.19, che riporta le percentuali di clienti, distinti per classe di consumo annuo, in base alla frequenza di rilevazione dei loro consumi nel corso dell'anno. La numerosità dei tentativi di raccolta dei dati di consumo dei clienti varia a seconda della loro dimensione: 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.

TAV. 3.19 Attività di misura degli utenti distinti per classe di consumo annuo

CLASSI DI CONSUMO ANNUO (m ³)	GRUPPI DI MISURA CON RILEVAZIONE						TOTALE
	GIORNALIERA	MENSILE	1 VOLTA L'ANNO	2 VOLTE L'ANNO	3 VOLTE L'ANNO	PIÙ DI 3 VOLTE L'ANNO	
0-500	0,6%	0,1%	84,1%	5,6%	8,1%	1,5%	100,0%
501-1.500	0,9%	0,2%	3,1%	25,6%	61,9%	8,3%	100,0%
1.501-5.000	3,6%	0,8%	0,7%	1,6%	77,6%	15,6%	100,0%
> 5.000	63,3%	33,8%	0,3%	0,1%	2,0%	0,5%	100,0%
TOTALE	2,3%	0,9%	37,9%	13,5%	39,3%	6,1%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per i clienti con consumi molto contenuti, fino a 500 m³/anno, è stato fatto un tentativo di misura all'anno nell'84% dei casi, mentre sono state effettuate letture con periodicità semestrale nel 5,6% dei casi, quadrimestrale nel 10,7% e con frequenze più elevate nel rimanente 2,1%. Quasi tutti i clienti con consumo annuo compreso tra 501 e 1.500 m³, invece, sono oggetto di rilevazione due o tre volte all'anno (rispettivamente, nel 25,6% e nel 61,9% dei casi); solo l'8,3% di questi consumatori è coinvolto in più di tre rilevazioni all'anno. La lettura dei consumi dei clienti di media dimensione (1.501-5.000 m³/anno) avviene in prevalenza tre volte l'anno (77,6%) o più di tre volte l'anno (15,6%). Infine, i clienti più grandi sono oggetto di rilevazione quotidiana per il 63,3% dei casi e mensile per il 37,9%.

Esaminando i totali, si può osservare che la misura giornaliera riguarda solo il 2,3% dei clienti (che consumano, però, il 41,5% dei volumi di gas distribuiti); la rilevazione a cadenza mensile avviene per lo 0,9% dei consumatori (9% dei volumi distribuiti); la rilevazione a cadenza annuale interessa il 37,9% dei clienti (che impiegano, però, solo il 5,8% dei volumi); per il 13,5% dei consumatori (7,4% dei volumi) la rilevazione avviene due volte l'anno, mentre per il 39,4% dei clienti (che assorbe il 30,8% dei volumi distribuiti) si effettua lettura tre volte l'anno. Infine, il 6,1% dei consumatori (5,5% dei volumi) subisce più di tre rilevazioni l'anno (ma meno di 12).

TAV. 3.20 *Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2019 (volumi di gas naturale distribuito in M(m³))*

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2018
Italgas	8.883	28,4%	1°
2i Rete Gas	5.752	18,4%	2°
Hera	2.960	9,5%	3°
A2A	2.416	7,7%	4°
Iren	1.393	4,5%	5°
Ascopiave	1.141	3,6%	6°
Estra	675	2,2%	7°
Acsm-Agam Spa	552	1,8%	8°
Eg Holding	419	1,3%	9°
Agsm Verona	165	0,5%	10°
Ambiente Energia Brianza	344	1,1%	11°
Enercom	317	1,0%	12°
Dolomiti Energia	299	1,0%	13°
Edison	290	0,9%	15°
Aimag	252	0,8%	16°
AIM Vicenza	246	0,8%	17°
Gas Rimini	245	0,8%	14°
Sime Crema	246	0,8%	18°
Gas Plus	230	0,7%	19°
Amga Legnano	222	0,7%	20°
Altri	4.239	13,5%	-
TOTALE	31.287	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.20 illustra, infine, i primi 20 gruppi societari che hanno operato nel 2019 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente. Gli operatori sono gli stessi e anche la graduatoria risulta la medesima, ad eccezione dell'intervallo dalla quattordicesima alla diciassettesima posizione.

Il gruppo Italgas occupa, come di consueto, il primo posto, con una quota del 28,4%. 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 18,4%. Nel corso del tempo tale gruppo (già Enel Rete Gas) ha acquisito o

incorporato varie società, tra cui G6 Rete Gas nel 2013, Genia Distribuzione Gas nel 2014, GP Gas nel 2015 e Nedgia nel 2018. Come l'anno precedente, il terzo gruppo è Hera (9,5%), il quarto è A2A (7,7%), il quinto è Iren (4,5%), il sesto è Ascopiave (3,6%) e il settimo è Estra (2,2%); seguono gli operatori con una quota inferiore al 2%.

Nel 2019 i primi 20 gruppi hanno erogato l'86,5% del totale dei volumi, di poco superiore alla quota dell'anno precedente (86,2%).

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 indicato 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 2019 sono state realizzate 80 connessioni con le reti di trasporto, di cui 61 alle condotte in alta pressione e 19 a quelle in media pressione (Tav. 3.21). Mediamente, è stata registrata un'attesa di 70 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 38,3 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, è aumentato il numero di connessioni per entrambe le tipologie di condotte ed è nettamente diminuito il tempo medio per la realizzazione degli allacciamenti alle reti in alta pressione: 14 giorni lavorativi in meno rispetto al 2018. Il tempo di connessione alle reti in media pressione, invece, è rimasto sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente. Delle 80 connessioni complessivamente realizzate, 44 hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 37 sulle 70 in alta pressione e 7 sulle 19 realizzate in media pressione).

Anche nel caso delle reti di distribuzione locale si osserva un buon incremento nel numero di connessioni realizzate (Tav. 3.22): nel 2019 è risultato pari a 117.045, rispetto alle 104.156 del 2018. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (95,8%) e la restante quota quelle in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione, come già l'anno precedente. Si registra una sensibile diminuzione dei tempi di attesa per le connessioni alle reti in media pressione, passati in media da 13,7 a 7,4 giorni lavorativi, mentre si rileva una sostanziale invarianza nei tempi medi per le connessioni alle reti in bassa pressione, passati da 17,6 a 17,3 giorni lavorativi.

In media, nel corso dell'anno ciascun distributore ha effettuato 529 connessioni alle reti in bassa pressione. Se escludiamo dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (38 soggetti), la media sale a 645 connessioni per distributore.

TAV. 3.21 *Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento (numero e tempo medio in giorni lavorativi)*

PRESSIONE	2018		2019	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	59	84,0	61	70,0
Media pressione	18	38,5	19	38,3
TOTALE	77	73,4	80	62,5

(A) È escluso il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.22 *Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento (numero e tempo medio in giorni lavorativi)*

PRESSIONE	2018		2019	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	0	-	0	-
Media pressione	3.707	13,7	4.871	7,4
Bassa pressione	100.449	17,6	112.174	17,3
TOTALE	104.156	13,8	117.045	7,8

(A) È escluso 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 regolati.

Mercato all'ingrosso del gas

Il numero di imprese che hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere nel 2019 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale è risultato pari a 744. Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori regolati 583 imprese (il 78%): tra esse, 87 hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 11 a un'impresa di trasporto.

Delle 583 società che hanno partecipato all'Indagine, 63 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 520 attive, 74 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 325 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 121, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti (Tav. 3.23).

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha raggiunto 313,6 G(m³), con un incremento del 14,8% rispetto allo stesso dato del 2018. Il 42,1% di tale gas, cioè 131,9 G(m³), è stato intermediato dai grossisti, il 3,5%, cioè 11 G(m³), dai venditori puri e il 54,4%, cioè

170,7 G(m³), dagli operatori misti. Rispetto alle quantità intermedie nel 2018, i venditori puri e gli operatori misti hanno perso terreno a scapito dei grossisti puri, la cui posizione relativa nel mercato totale è decisamente cresciuta (nel 2018 avevano venduto il 38,2% del totale).

TAV. 3.23 Numero di operatori e vendite nel 2019 (in M(m³))

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	74	-	131.904	119.894	131.904
Venditore puro	325	11.042	-	-	11.042
Operatore misto	121	46.979	123.700	83.567	170.680
Inattivo	63	-	-	-	-
TOTALE	583	58.021	255.604	203.460	313.626

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2019 il mercato all'ingrosso ha movimentato 255,6 G(m³) di gas, forniti per il 48,2% da grossisti puri e per il restante 51,8% da operatori misti. I 58 G(m³) venduti al mercato finale sono stati collocati per il 21% dai venditori puri e per il 79% da operatori misti. L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo sottoparagrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo.

Diversamente da quanto è accaduto nei due anni precedenti, nel 2019 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso è aumentato, anche se il volume di gas venduto è cresciuto in misura più che proporzionale. Infatti, 195 venditori, 11 in più del 2018, hanno venduto complessivamente 39,4 G(m³) in più del 2018. In conseguenza di questi andamenti il volume medio unitario è cresciuto notevolmente (+11,5%), passando da 1.175 a 1.311 M(m³) nel complesso del mercato.

La tavola 3.24 riporta la consueta tassonomia, che suddivide i grossisti in grandi, medi, piccoli e piccolissimi, effettuata prendendo a riferimento il 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 2019 la classe dei grandi operatori conta un soggetto in più rispetto al 2018, quella dei soggetti di media dimensione è rimasta invariata, quella dei piccoli ne ha persi 6, mentre la numerosità dei piccolissimi si è notevolmente ampliata, con l'ingresso di ben 16 unità. Tra i grandi è entrata Shell Energy Europe Limited, mentre gli altri 5 soggetti sono gli stessi del 2018, vale a dire 2 imprese del gruppo Engie (Engie Italia ed Engie Global Markets), Eni Trading & Shipping, Edison ed Enel Global Trading. Nella classe dei medi sono uscite 2 imprese e altrettante ne sono entrate; sono uscite Koch Supply & Trading, che è passata alla classe inferiore, ed Enoi, che ha dichiarato di essere rimasta inattiva nel corso del 2019. Sono entrate, invece, BP Gas Marketing e Total Gas & Power Limited. Quest'ultima è una società del gruppo Total con sede in Svizzera, che è entrata nell'indagine quest'anno per la prima volta. BP Gas Marketing, invece, come si vedrà tra breve, è una società del gruppo BP con sede legale nel Regno Unito, che dal 1° luglio 2019 ha acquisito l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale da BP Energy Europe Ltd. Poiché la cessione è avvenuta a metà anno, le due imprese sono state entrambe attive nel corso del 2019, pertanto devono comunicare nell'Indagine annuale i dati di acquisto e vendita all'ingrosso, ciascuna per la propria parte dell'anno. Tuttavia, di fatto la seconda ha sostituito la prima, quindi nella classe dei grossisti di media dimensione si dovrà, sostanzialmente, registrare la diminuzione di un'unità.

TAV. 3.24 *Evoluzione del mercato all'ingrosso*

OPERATORI ^(A) PER CLASSE DI VENDITA	2015	2016	2017	2018	2019
NUMERO	199	195	185	184	195
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	4	4	4	5	6
Medi	32	39	41	38	38
Piccoli	66	65	55	59	53
Piccolissimi	96	86	84	81	97
VOLUME VENDUTO – G(m³)	177,7	195,6	210,8	216,2	255,6
Eni	23,0	23,3	26,6	32,9	35,6
Grandi	58,9	65,7	70,1	85,4	113,7
Medi	78,4	92,1	100,0	82,4	92,8
Piccoli	16,3	13,3	13,0	14,4	12,1
Piccolissimi	1,2	1,1	1,2	1,1	1,4
VOLUME MEDIO UNITARIO – M(m³)	893	1.003	1.140	1.175	1.311
Eni	22.983	23.341	26.551	32.931	35.592
Grandi	14.713	16.428	17.524	17.075	18.947
Medi	2.449	2.361	2.438	2.169	2.443
Piccoli	247	205	236	245	228
Piccolissimi	12,0	12,9	14,2	13,1	14,6

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 13,9% (in diminuzione rispetto al 15,2% dell'anno precedente) del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 44,5% dai grandi venditori (39,5% nel 2018), il 36,3% dai venditori medi (38,1% nel 2018). Le rimanenti 150 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 5,3% del mercato all'ingrosso (nel 2018 erano 140 e hanno rifornito il 7,2% del gas complessivamente venduto nel mercato all'ingrosso). Diversamente dagli anni precedenti, quando la quota più ampia del mercato veniva fornita dai grossisti di media dimensione, dal 2018 è la classe degli operatori di grande dimensione a possedere la quota maggiore del mercato (nel 2019 quasi il 45%), il cui venduto raggiunge in media i 18,9 G(m³). La fetta del mercato intermediata dai medi si è ridotta costantemente nel tempo, di 11 punti percentuali solo nell'ultimo triennio, scendendo al 36,3%.

La crescita complessiva nei volumi di vendita all'ingrosso, pari a 39,4 G(m³) (+18,2%), è andata prevalentemente a beneficio dei grandi operatori, le cui vendite sono cresciute di 28,3 G(m³), e della classe dei medi, che hanno venduto 10,4 G(m³) in più rispetto al 2018, mentre le vendite dei piccoli si sono ridotte di 2,3 G(m³). La classe dei piccolissimi ha venduto complessivamente 0,4 G(m³) in più del 2018 e, dati i volumi di vendita molto bassi intermediati da questa categoria di soggetti, per tale classe ciò significa una crescita del 33,4%.

Come sempre, sono numerose le variazioni societarie avvenute nel 2019 che sono state comunicate all'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso. Riassumendo:

- 12 imprese hanno dichiarato l'avvio dell'attività nel corso dell'anno e 2 imprese l'hanno acquisita: il 1° luglio BP Gas Marketing l'ha acquisita da BP Energy Europe Ltd Sede Secondaria, mentre dal 1° novembre Axpo Italia l'ha acquisita (parzialmente) da Axopower;
- 2 imprese hanno cessato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale: Emmediesse (ex Madogas GPL) e Eviva in liquidazione;
- il 22 febbraio si è estinta per liquidazione la società Elettra;
- sono avvenute 6 incorporazioni tra società che appartenevano allo stesso gruppo societario. Il 1° gennaio Edison Energia ha incorporato Edison Energie (cioè Gas Natural Vendita Italia, che dal 22 febbraio 2018 era entrata nel gruppo Edison, assumendo – appunto – la nuova denominazione di Edison Energie); A2A Energia ha incorporato Linea Più dal 1° maggio; Hera Comm Marche ha incorporato Blu Ranton dal 1° ottobre; il 31 dicembre EGO Power ha incorporato Ego Energy (ex Ego Trade). Inoltre, con data di validità 1° gennaio 2020, Acel Energie ha incorporato Enerxenia e Iren Mercato ha incorporato Spezia Energy Trading;
- 7 imprese hanno cambiato gruppo societario: Suncity Energy è entrata nel gruppo A2A dal 16 aprile, quando A2A Energy Solution ne ha acquisito interamente il capitale sociale; Uniko è entrata a far parte del gruppo M2R Holding dal 18 dicembre, dopo che M2R Holding ha acquisito il 65% delle quote del capitale sociale dell'impresa; come già indicato nel paragrafo relativo al mercato libero dell'energia elettrica, il 19 dicembre si è concluso un accordo per uno scambio di asset concordato tra Hera e Ascopiave, a seguito del quale le imprese Estenergy, Ascotrade, Blue Meta, Amgas blu, Ascopiave Energie ed Etra Energia sono entrate nel gruppo Hera; una volta ottenuto l'assenso dall'Antitrust, l'operazione è avvenuta tramite l'acquisizione di pacchetti azionari: Hera Comm ha acquisito il 51% del capitale sociale di Estenergy, che prima apparteneva ad AcegasApsAmga; Estenergy ha rilevato da Ascopiave l'89% delle quote del capitale sociale dell'impresa Ascotrade, il 100% del capitale sociale delle imprese Blue Meta, Amgas Blu e Ascopiave Energie e, infine, il 51% delle quote del capitale sociale dell'impresa Etra Energia;
- 3 imprese hanno cambiato natura giuridica a fine anno: Energetic ed Hera Comm sono passate da società a responsabilità limitata a società per azioni, mentre Libera Energia ha fatto il passaggio contrario, cambiando anche la ragione sociale in Libera Energia in liquidazione;
- 5 imprese hanno cambiato ragione sociale: Alperia Energy ha assunto la denominazione di Alperia Smart Services; Madogas GPL è diventata Emmediesse poco prima di cessare l'attività; Enercity ha modificato la ragione sociale in Suncity Energy; Neas Energy A/S ora si chiama Centrica Energy Trading A/S; Ego Trade è diventata Ego Energy ed è passata da S.p.A. a S.r.l. dal 2 agosto 2019, per poi essere incorporata da EGO Power a fine anno.

Come di consueto, importazioni e acquisti al PSV risultano le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono (Tav. 3.25): su 100 m³ acquistati, in media 85,1 m³ (83,6 nel 2018) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (63,7 m³) sulle importazioni (21,4 m³). I restanti 14,9 m³ provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (11,2 m³) e sempre in minima parte (1,4 m³) dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), dove in media vengono procacciati 1,7 m³ su 100 (questo valore è comunque in leggera crescita rispetto a quello del 2018, quando era pari a 1,1 m³). L'incidenza delle varie fonti, tuttavia, si modifica a seconda della dimensione degli operatori.

TAV. 3.25 *Approvvigionamento dei grossisti nel 2019 (in quote percentuali)*

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	6,9%	0,0%	0,0%	6,4%	2,4%	1,4%
Importazioni	67,0%	18,2%	9,9%	6,5%	1,9%	21,4%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	1,4%	1,9%	19,8%	34,4%	37,6%	11,2%
Acquisti in stoccaggio	0,0%	0,4%	0,6%	0,2%	13,9%	0,6%
Acquisti al PSV	24,4%	78,7%	67,0%	49,2%	41,1%	63,7%
Acquisti in Borsa	0,3%	0,8%	2,8%	3,3%	3,1%	1,7%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La produzione di gas e gli approvvigionamenti all'estero costituiscono le principali fonti per Eni (Tav. 3.25) che, come si è visto *supra*, possiede il 75,2% della produzione nazionale e importa quasi metà (il 47,1%) del gas estero che entra nel mercato italiano. La fonte estera, tuttavia, riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori, che oltre confine acquistano circa il 18% del gas che poi 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 (37,6%) e un peso importante per i piccoli (34,4%). Il ricorso ai mercati organizzati resta minoritario per i grossisti di qualunque dimensione: la quota maggiore, infatti, è quella dei piccoli operatori, che in quella sede acquistano il 3,3% del gas che rivendono.

La tavola 3.26, che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste, evidenzia, ovviamente, che i maggiori volumi di gas (in media il 78,4%) vengono utilizzati per la rivendita ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (90,3%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi operatori e per Eni. La parte destinata al mercato finale conta mediamente per il 14,8%, ma questa quota si va lentamente assottigliando nel tempo: era 16,4% nel 2018, 17,2% nel 2017 e 18,3% nel 2016. La sua importanza è massima per i piccolissimi operatori (42,9%) ed è rilevante per i piccoli (36,8), oltre che per i medi (21,8%).

Gli operatori grandi e medi, che – come si è appena detto – usano perlopiù il gas per la rivendita ad altri operatori (specialmente al PSV), invece, concentrano le vendite finali a clienti collegati societariamente. In media, il 4,6% del gas viene riservato agli autoconsumi, ma anche in questo caso si osserva una discreta variabilità tra le classi di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo da Eni e dai piccolissimi, mentre una quota irrisoria si registra per i piccoli. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi abbastanza limitato, pari in media al 2,1%, con una punta del 4,4% nel caso dei piccoli soggetti.

TAV. 3.26 Impieghi di gas dei grossisti nel 2019 (in quote percentuali)

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	75,2%	90,3%	72,0%	57,4%	41,8%	78,4%
– di cui vendite in stoccaggio	0,0%	0,0%	0,9%	1,4%	0,1%	0,3%
– di cui vendite al PSV	77,9%	85,9%	81,4%	57,8%	53,6%	64,1%
A clienti finali	12,3%	4,7%	21,8%	36,8%	42,9%	14,8%
– di cui collegati societariamente	14,4%	39,2%	42,8%	0,8%	10,2%	31,5%
Autoconsumi	12,3%	3,6%	3,1%	1,3%	12,2%	4,6%
Borsa	0,2%	1,5%	3,1%	4,4%	3,2%	2,1%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In base ai dati ricevuti dalle imprese attive nel mercato all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine annuale (520 attive nel 2019 e 487 attive nel 2018), sono 23 le società che hanno venduto almeno 2 G(m³) sia nel 2019, sia nel 2018; hanno venduto almeno 1 G(m³) 37 imprese nel 2019 e 34 imprese nel 2018. La quota del mercato all'ingrosso delle 23 società che hanno venduto oltre 2 G(m³) in tale sede è pari nel 2019 all'85% e nel 2018 all'83%.

La tavola 3.27 mostra sia il dettaglio dell'attività delle società il cui venduto ha raggiunto almeno 2.000 M(m³) nel mercato all'ingrosso, sia il prezzo mediamente praticato da tutti i grossisti ad altri rivenditori e ai clienti finali. Nello specifico, il prezzo medio praticato ad altri rivenditori è risultato pari a 21,45 c€/m³, mentre quello praticato ai clienti finali è risultato pari a 36,54 c€/m³. Nel 2018 gli stessi prezzi erano mediamente pari a 24,06 c€/m³ nel caso degli altri rivenditori e 37,51 c€/m³ nel caso dei clienti finali. Entrambi, quindi, hanno registrato una diminuzione, ovviamente più consistente nel prezzo all'ingrosso (-10,8%), ma significativa anche nel mercato (-2,6%). Ciò è in linea con l'andamento del prezzo al PSV, che nel 2019 si è abbassato del 34% rispetto alla media del 2018.

TAV. 3.27 Vendite dei principali grossisti nel 2019 (in M(m³))

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	35.592	5.820	41.411	13,9%
Engie Global Markets	26.216	0	26.216	10,3%
Eni Trading & Shipping	25.911	0	25.911	10,1%
Enel Global Trading	20.380	2.524	22.904	8,0%
Engie Italia	14.922	1.169	16.091	5,8%

(segue)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Edison	14.291	2.083	16.374	5,6%
Shell Energy Europe Limited	11.962	0	11.962	4,7%
DXT Commodities SA	8.449	0	8.449	3,3%
A2A	7.073	288	7.361	2,8%
Gazprom Marketing And Trading Limited	6.938	0	6.938	2,7%
EDF Trading Limited	6.592	0	6.592	2,6%
Gunvor International B.V., Amsterdam, Geneva Branch	5.094	0	5.094	2,0%
MET International AG	4.764	0	4.764	1,9%
Hera Trading Socio Unico Hera	4.728	103	4.831	1,8%
Engie SA	4.367	0	4.367	1,7%
Enet Energy SA	3.540	0	3.540	1,4%
Axpo Italia	3.242	1.515	4.757	1,3%
Repower Italia	2.548	161	2.709	1,0%
Hb Trading	2.245	0	2.245	0,9%
Alperg	2.167	81	2.248	0,8%
Banca IMI	2.118	0	2.118	0,8%
Uniper Global Commodities SE	2.073	0	2.073	0,8%
Sorgenia Trading	2.053	0	2.053	0,8%
Altri	38.338	33.236	71.574	15,0%
TOTALE	255.604	46.979	302.584	100%
Prezzo medio (c€/m³)	21,45	36,54	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Punto di scambio virtuale

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.

Nato nell'ottobre del 2003, con il passare del tempo il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni, 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. Ciò ha decisamente spinto il ruolo del PSV nel mercato italiano del gas. Infine, dal settembre 2015 si registrano al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze¹⁷, ovvero le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. Le regole approvate dall'Autorità hanno, infatti, reso operativo l'accesso al mercato nazionale italiano, attraverso il GME, delle Borse di altri paesi europei, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV.

Per operare al PSV è necessario essere sottoscrittori, cioè essere in possesso dei requisiti richiesti e aver sottoscritto un modulo di adesione o un contratto di accesso, con il quale ci si impegna al rispetto delle condizioni¹⁸.

Nel 2019, 184 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 47 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Nonostante la domanda di gas naturale abbia registrato un lieve aumento, il numero dei sottoscrittori del PSV non è cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 226 unità. Il numero di quelli, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni (Fig. 3.11) è, però, cresciuto di 20 unità (12%) rispetto al 2018, così come una netta crescita (+5 unità) si è rilevata nel numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto), passati da 42 a 47 unità.

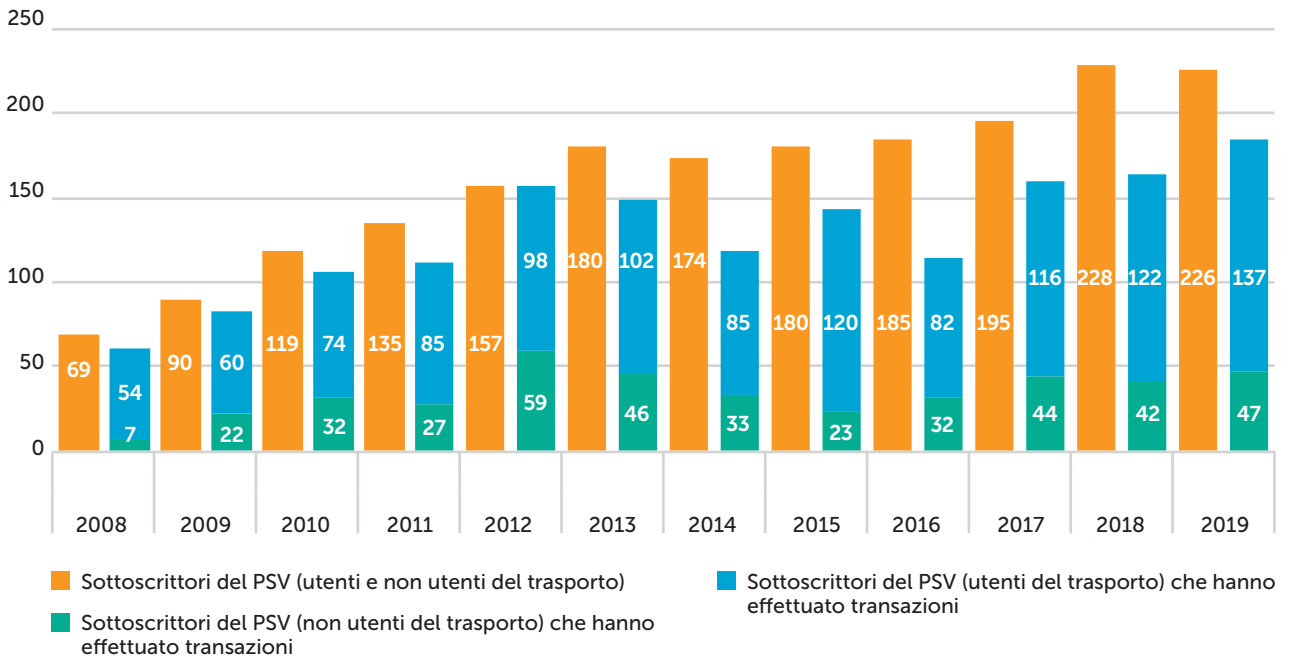
La figura 3.12 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV. Nel grafico sono state raggruppate le riconsegne al PSV e, con l'indicazione "PSV-GME", l'insieme degli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati gestiti dal GME, cioè quelli avvenuti sulla Piattaforma per il bilanciamento del gas (PB-GAS) fino a settembre 2016, ma anche quelli nella piattaforma M-GAS e, da ultimo, quelli gestiti come *clearing house*.

Il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni, sia di volumi scambiati, grazie all'accrescersi delle modalità di acquisto disponibili sopra descritte. A partire dall'autunno 2015, in particolare, le transazioni registrate al PSV, che agisce da *clearing house*, sono andate via via aumentando in misura notevole. Come si vedrà più in dettaglio nel sottoparagrafo successivo, a spingere questa continua crescita ha contribuito anche l'avvio del nuovo mercato di bilanciamento (quarto trimestre 2016), che ha portato un netto incremento degli scambi sulle varie piattaforme della M-GAS.

¹⁷ 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.

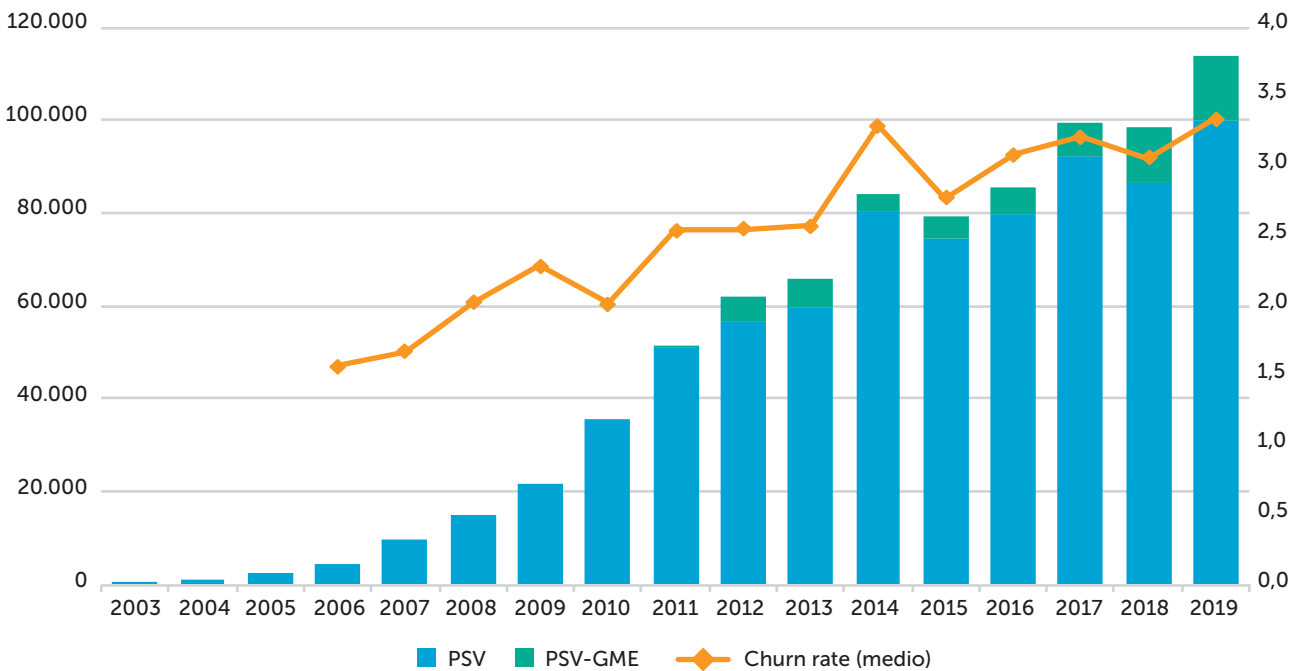
¹⁸ Approvate dall'Autorità con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

FIG. 3.11 Sottoscrittori del PSV dal 2008



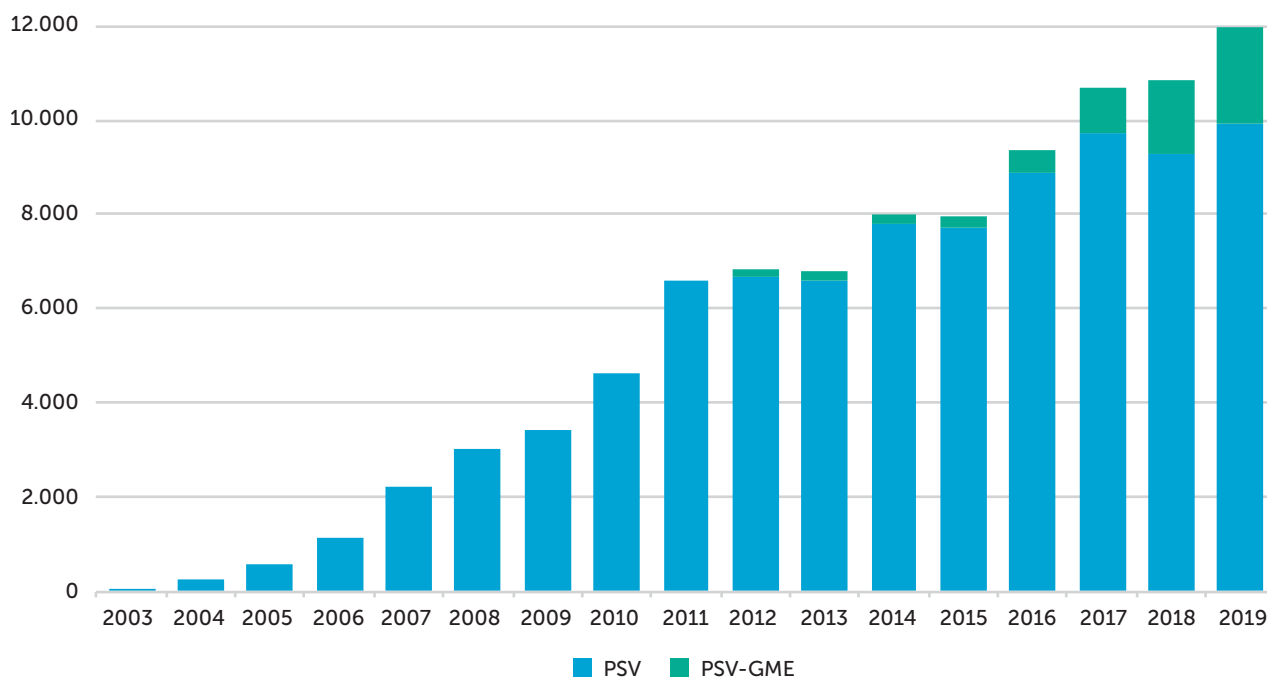
Fonte: ARERA, indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.12 Volumi delle transazioni al PSV e churn rate (in M(m³) standard da 38,1 MJ)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Snam Rete Gas.

Dopo un anno di calo, nel 2019, grazie all'incremento della domanda di consumo complessiva di gas, i volumi OTC scambiati presso il PSV si sono nettamente ripresi e hanno registrato un aumento del 15,6%, passando da circa 86 G(m³) a poco meno di 100 G(m³) (Fig. 3.13). Ciò in particolare grazie al forte incremento dei volumi GNL con consegna forzata al PSV. Anche i volumi scambiati in borsa hanno evidenziato un aumento significativo, pari al 14%, seppure inferiore al balzo messo a segno nel 2018, che era stato del 77%. I volumi scambiati in borsa hanno quasi raggiunto i 14 G(m³) dai 12,3 dell'anno precedente, grazie a un incremento particolarmente significativo dei volumi gestiti nei mercati centralizzati, mentre l'energia scambiata come *clearing house* ha subito una forte riduzione rispetto al 2018.

FIG. 3.13 Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Snam Rete Gas.

Il *churn rate* è un indicatore sintetico che misura il numero medio di volte che 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. Negli ultimi tre anni si era stabilizzato intorno a 3,1 e nel 2019, con l'incremento di attività evidenziato nelle righe precedenti, ha raggiunto il valore di 3,3. Resta, però, ancora largamente inferiore a 10, che è il valore soglia del *churn rate* spesso utilizzato in letteratura per giudicare la liquidità e la maturità di un mercato.

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 di vendita, nonché i servizi connessi, secondo criteri di merito economico.

Con il decreto del Ministero dello sviluppo economico 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. Nel comparto aliquote della P GAS, a partire dal 10 agosto 2010 alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia, dovute allo Stato.

Nel maggio 2012 è stato avviato un ulteriore comparto della P-GAS, denominato "Comparto ex decreto legislativo n. 130/2010", in riferimento al decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, per implementare le misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente competitivo, anche grazie al potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio. Il suddetto comparto regolato dal decreto legislativo n. 130/2010, pur essendo formalmente ancora attivo, non ospita più offerte in quanto ha esaurito la funzione per la quale era stato istituito.

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 con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

La piattaforma PB-GAS, entrata in esercizio con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, ha sostituito il sistema di bilanciamento con oneri stabiliti in modo "amministrato" con un sistema di bilanciamento "a mercato", dove il prezzo non è più stabilito dall'Autorità, ma determinato dall'intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. Coloro che possedevano capacità di stoccaggio avevano l'obbligo di partecipazione a tale meccanismo. La partecipazione obbligatoria, unitamente alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di responsabile del bilanciamento (RdB), ha permesso una movimentazione di gas molto più elevata in questo mercato rispetto agli altri gestiti dal GME.

Fino alla fine di settembre 2016, la PB-GAS risultava articolata nei seguenti comparti:

- Comparto G-1, un vero e proprio mercato del giorno prima dove, su base volontaria, diverse risorse flessibili, tra cui il GNL e lo stoccaggio di Edison, potevano essere chiamate a rispondere alle possibili offerte di Snam Rete Gas per la copertura dello sbilanciamento previsionale del sistema;
- Comparto G+1, un mercato del giorno dopo, dove gli operatori offrivano giornalmente, in acquisto e in vendita, le risorse di stoccaggio nella propria disponibilità. Allo stesso modo Snam Rete Gas offriva in acquisto o in vendita una quantità di gas corrispondente allo sbilanciamento complessivo del sistema, al fine di approvvigionarsi delle risorse offerte dagli operatori che si rendevano necessarie per mantenere bilanciato il sistema.

A seguito dell'approvazione del regolamento europeo del bilanciamento¹⁹, a partire dal 1° ottobre 2016 è stato introdotto, in luogo dei comparti G-1 e G+1, 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* per approvvigionarsi delle risorse necessarie a bilanciare, rispettivamente, la posizione individuale e quella aggregata di sistema.

¹⁹ Regolamento (UE) 312/2014, approvato dalla Commissione europea il 26 marzo 2014.

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 di 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 di cui sopra, 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), in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 13 marzo 2017.

Dal 2015 gli operatori possono, inoltre, estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite sulle piattaforme gestite da ICE Endex e Powernext (piattaforma PEGAS del gruppo EEX), che già ad aprile 2015 aveva lanciato prodotti *futures* con consegna al PSV.

Con il decreto 9 agosto 2013, n. 110, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del Mercato a termine del gas gestito dal GME (MT-GAS), in attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93. Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con diversi *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile e riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita del gas.

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 finalizzate a promuovere lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale che gestisce e, in particolare, del mercato a pronti. Di particolare rilievo 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, delle modalità e delle condizioni previste, relativamente a un mese di calendario, il GME riconosce un corrispettivo fisso pari a 160 euro per ciascuna sessione utile e un corrispettivo pari a 0,01 €/MWh per ciascun MWh negoziato sul MGP-GAS per il prodotto giornaliero G+1.

Altra misura introdotta nel 2018 è stata l'integrazione dei mercati gestiti dal GME nell'ambito della piattaforma Trayport, dove erano già presenti i principali mercati esteri, un'evoluzione attesa dagli utenti perché consente loro di ottimizzare le attività di *trading* attraverso l'operatività contemporanea su più mercati da una singola piattaforma di negoziazione.

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, l'Autorità ha espresso parere favorevole²⁰ al Ministero dello sviluppo economico per l'introduzione del prodotto *week-end* nel mercato MGP-GAS. Il nuovo prodotto, approvato con il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 12 dicembre 2019, è negoziabile dal 1° gennaio 2020.

Infine, nel 2019 l'Autorità ha espresso parere favorevole²¹ alle proposte di modifica del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) e della Disciplina M-GAS, predisposte dal GME, in quanto ritenute funzionali all'introduzione – nei mercati elettrici MGP, MI e nel mercato del gas naturale MP-GAS – di un'unica garanzia a copertura dell'esposizione netta maturata dall'operatore sui citati mercati.

Prezzi e volumi

Nell'anno 2019, nei mercati del gas gestiti dal GME sono stati scambiati volumi complessivi per 79,0 TWh, con un aumento del 45% rispetto ai volumi scambiati nel 2018 (Tav. 3.28). Il mercato più liquido è il mercato infragiornaliero (41 TWh, +47%), anche grazie alle contrattazioni concluse tra operatori terzi (diversi dal responsabile del bilanciamento), che ammontano al massimo storico di 24,1 TWh (+80% sul 2018), superando per la prima volta le movimentazioni di Snam Rete Gas ai fini del bilanciamento (17 TWh). Nel mercato del gas in stoccaggio (13,4 TWh, -1%), il principale operatore risulta, invece, il responsabile del bilanciamento, sia in acquisto (6,8 TWh, +84%), sia in vendita (4,8 TWh, +36%), soprattutto con finalità diverse dal bilanciamento, ovvero per la gestione della neutralità rispetto ai quantitativi riconosciuti in natura per la copertura di consumi, perdite e gas non contabilizzato (GNC).

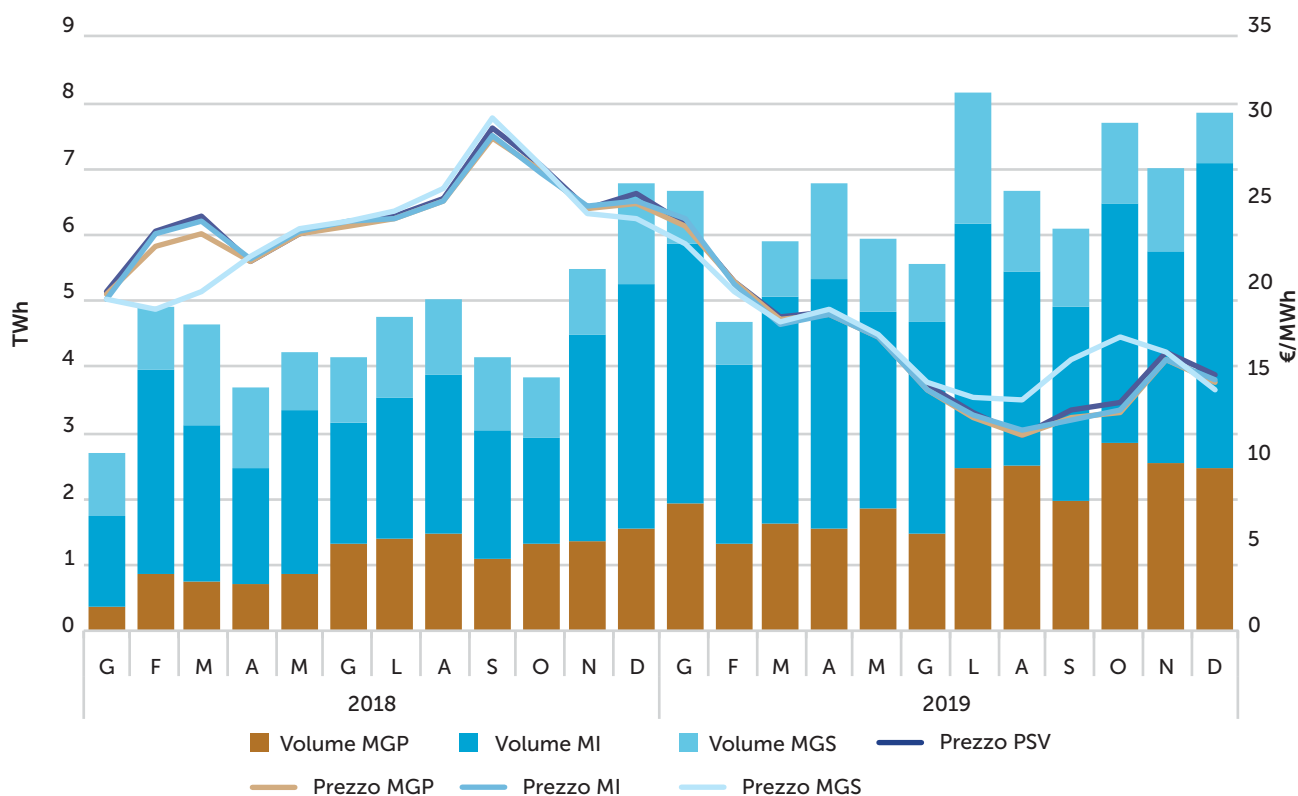
TAV. 3.28 Volumi annuali per ciascuno dei mercati del gas gestiti dal GME (in GWh)

MERCATI		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
P-GAS	Import	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Royalties	2.870	2.708	1.801	-	-	-	1.057	2.471	1.290
	DLgs n. 130/2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-GAS	MI-GAS	13	36	4	102	1.009	7.090	23.826	27.862	41.053
	MGP-GAS	149	136	13	-	-	335	3.280	13.006	24.564
	MT-GAS	-	-	-	-	-	-	171	602	3.225
	MGS	-	-	-	-	-	3.269	16.633	13.502	13.365
	MPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS	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	-	-	-
TOTALE		4.743	37.805	42.699	41.627	49.199	47.480	44.967	57.443	83.497

Fonte: GME.

²⁰ Con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019//com.

²¹ Con il parere 16 luglio 2019, 309/2019//com.

FIG. 3.14 Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento del gas (in €/MWh e TWh)

Fonte: GME, Thomson-Reuters per il PSV.

In netto aumento i volumi scambiati sul mercato del giorno prima (24,6 TWh, +89%), in particolare nella seconda metà dell'anno. Tale crescita è stata supportata dall'attività avviata dal TSO in via sperimentale sull'MGP-GAS, a partire dal mese di luglio 2019, ai sensi della delibera 19 febbraio 2019, 57/2019/R/gas²², per complessivi 2,1 TWh (circa l'8% del totale scambiato). Durante l'anno non si registra alcuna negoziazione per il mercato dei prodotti locational, mentre si rileva una contrazione delle negoziazioni ad asta nel comparto "Royalties" della P-GAS, con 0,4 TWh scambiati nelle sole sessioni di gennaio, per un totale di 1,3 TWh andati in consegna nel 2019. In crescita anche le negoziazioni sul mercato a termine del gas, con 726 abbinamenti per un totale di 3,2 TWh, scambiati principalmente su prodotti mensili (69%). Si registrano negoziazioni anche sulla Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR), per un totale di 80 slot riferiti al prodotto "Capacità non più conferibile in asta", che ammontano a 8,1 M(m³) liquefatti.

Mediamente i prezzi registrati sulle diverse piattaforme *spot* (Fig. 3.14) si sono attestati nel 2019 intorno ai 16 €/MWh, in linea con le quotazioni medie annue OTC al PSV del prodotto *day-ahead* (16,28 €/MWh). In particolare, i prezzi medi dei due comparti dell'M-GAS – rispettivamente 16,06 €/MWh per MGP-GAS e 16,13 €/MWh per MI-GAS – hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette fedelmente quello del prodotto *day-ahead* al PSV, confermando dall'anno precedente un differenziale medio tra quest'ultimo ed il *System Average Price* (SAP)²³ di -20 c€/MWh. Si evidenziano, invece, alcuni scostamenti al rialzo dei prezzi del comparto MGS (fino a +4 €/MWh), in particolare nei mesi compresi tra luglio e ottobre, che coincidono normalmente con il periodo di iniezione nei siti di stoccaggio.

²² La delibera 57/2019/R/GAS ha avviato una fase di sperimentazione per limitare l'uso dello stoccaggio da parte del responsabile del bilanciamento.

²³ Il SAP è la media dei prezzi registrati sull'MGP-GAS e sull'MI-GAS ponderata per i rispettivi volumi oggetto di scambio.

Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori regolati, illustrati in queste pagine, nel 2019 sono stati venduti al mercato finale, libero o tutelato, 58 G(m³) di gas, cui vanno aggiunti 197 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²⁴. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 58,2 G(m³), con un incremento 1,1 G(m³) rispetto al 2018 (Tav. 3.29).

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico, e commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 15,6 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 73,8 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 71,9 G(m³) di fonte ministeriale. Come di consueto, vi sono differenze tra le due fonti, che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi nel 2019 è, quindi, aumentato del 2% rispetto a quello del 2018, nonostante rimanga ancora ben lontano dai valori pre-crisi, che si aggiravano intorno agli 85 G(m³).

Nel 2019 anche gli autoconsumi hanno registrato un buon recupero, dopo la riduzione evidenziata nel 2018. In termini di volumi la crescita rispetto all'anno precedente è stata di 1,1 G(m³), pari al 7,7%, mentre nel 2018 erano diminuiti del 3,7%. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'88% degli autoconsumi si colloca, infatti, in questo settore).

Come si vedrà più avanti, l'incremento dei consumi finali che emerge tanto dai dati dell'Indagine annuale (3,1%), quanto da quelli ministeriali, seppur in misura più ristretta (2,2%), appare legato a un netto recupero dei settori produttivi, o, per meglio dire, del termoelettrico, rispetto a quello dei consumi civili, che invece sono risultati ancora in discesa.

TAV. 3.29 Consumi finali di gas naturale (punti di prelievo in migliaia e volumi in M(m³))

CONSUMI	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2018	2019	VARIAZIONE	2018	2019	VARIAZIONE
Vendite finali	56.916	58.021	1,9%	21.616	21.681	0,3%
Forniture di ultima istanza e default	183	197	8,0%	120	128	6,7%
TOTALE MERCATO	57.099	58.219	2,0%	21.736	21.809	0,3%
Autoconsumi	14.473	15.584	7,7%	2,6	2,6	0,0%
CONSUMI FINALI	71.572	73.803	3,1%	21.739	21.812	0,3%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2019 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è tornato a salire, dopo la pausa del 2018, anno nel quale tale numero aveva sperimentato, per la prima volta, una discesa. Come si è visto nel sottoparagrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 583 imprese sulle 744

²⁴ 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 prosieguo del paragrafo tutte le analisi di dettaglio vengono effettuate al netto di questa componente del mercato.

che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2019 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 63 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 520 ve ne sono 74 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 446, cioè 29 in più del 2018 (Tav. 3.30).

L'incremento nel numero delle imprese di vendita, però, si è manifestato unicamente nell'ultima classe di venditori, quelli di dimensione più piccola, con vendite inferiori ai 10 M(m³). Il numero dei grandi venditori è rimasto invariato rispetto al 2018, mentre nelle classi intermedie il numero degli esercenti la vendita si è abbassato. L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita mostra, invece, un aumento di 2,7 G(m³) nelle vendite dei grandi operatori, una riduzione di 1,2 G(m³) nelle vendite dei medi, una riduzione di 0,4 G(m³) nelle vendite dei piccoli e una sostanziale invarianza nei volumi venduti dai piccolissimi. Poiché l'aumento del numero dei venditori è stato assai più alto di quello del gas venduto, il volume medio unitario di vendita si è ridotto di oltre 6 M(m³) rispetto al 2018, scendendo a 130 M(m³). Dieci anni fa, prima della crisi economica, il venduto medio era quasi il doppio, pari a 237 M(m³).

TAV. 3.30 Attività dei venditori di gas naturale

OPERATORI	VENDETE	2015	2016	2017	2018	2019
NUMERO		378	402	420	417	446
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	25	25	27	26	26
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	55	57	52	51	43
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	133	127	136	145	140
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	165	193	205	195	237
VOLUME VENDUTO – G(m³)		53,7	57,7	59,8	56,9	58,0
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	36,2	40,1	42,5	40,0	42,7
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	12,7	12,8	12,4	11,6	10,4
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	4,4	4,2	4,4	4,8	4,4
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5
VOLUME MEDIO UNITARIO – M(m³)		142	144	142	136	130
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	1.446	1.604	1.575	1.540	1.643
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	230	225	238	228	242
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	33	33	32	33	31
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	3	3	3	3	2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Come accennato, la classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende nel 2019 lo stesso numero di operatori (26) del 2018, in quanto sono entrati 2 soggetti e altrettanti ne sono usciti. Uno dei due entranti, Alperg, proviene dalla classe inferiore, mentre l'altro, Total Gas & Power Ltd, come si è visto nel sottoparagrafo sul mercato all'ingrosso, è una società del gruppo Total che è entrata nell'Indagine quest'anno per la prima volta. La classe dei medi (vendite da 100 milioni a 1 miliardo) conta 8 soggetti in meno rispetto al 2018, in quanto sono usciti 12 venditori e ne sono entrati 4. Sono entrati Ascopiave Energie, ArcelorMittal Italia, Energia

Corrente e Geoenergie, che nel 2018 erano tutti nella classe inferiore; sono usciti, invece, Alperg, Alpiq Energia Italia, Burgo Energia, C.U.RA. Consorzio Utilities Ravenna, Edison Energie, Energetic, Enova, Eviva in liquidazione, Gas Intensive, Metaenergia, Metamer e X3Energy. Alperg, come si è visto, è passata alla classe superiore, mentre molte di queste società hanno registrato un calo nelle vendite che le ha portate nella classe inferiore. Come si vedrà tra breve, alcune delle imprese citate, invece, sono state oggetto di una qualche variazione societaria, come Edison Energie, che è stata incorporata dal 1° gennaio 2019, Enova ed Eviva in liquidazione, che hanno cessato l'attività dall'inizio del 2019, o X3Energy, che l'ha ceduta ad A2A Energia alla fine del 2018.

TAV. 3.31 Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato libero nel 2019 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	55
Cessione/acquisizione dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	11
Cessazione dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	9
Fusioni/incorporazioni nell'ambito dello stesso gruppo societario	10
Cambio di gruppo societario	22
Cambio di ragione sociale	12
Cambio di natura giuridica	4
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.

Come di consueto, sono moltissime le operazioni societarie registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità nell'arco del 2019 (Tav. 3.31). Diverse tra loro sono già state menzionate nel corrispondente paragrafo del Capitolo 2 dedicato al mercato libero elettrico, perché le imprese coinvolte oltre al gas vendono anche l'elettricità; altre sono state menzionate nel sottoparagrafo dedicato al mercato all'ingrosso del gas. Di seguito una loro breve descrizione seguendo la consueta schematizzazione:

- avvio: 55 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali nel mercato libero; di queste solo 3 hanno indicato anche la vendita a clienti tutelati e altrettante effettuano anche la vendita di energia elettrica;
- cessione/acquisizione dell'attività di vendita: dal 1° gennaio Meno Energia G&P ha ceduto l'attività a Meno Energia, Free Gas & Power ha ceduto l'attività a SmallEnergy, che subito dopo ha assunto la nuova denominazione di Free Luce & Gas, Axpo Italia ha acquisito l'attività da BP Energy Europe Ltd, principalmente attraverso la cessione di un ramo d'azienda che include numerosi contratti di fornitura di gas; da marzo Hera Comm ha acquisito l'attività da CMV Energia & Impianti; in agosto Cis Gas Clienti ha ceduto l'attività a Happy Energy Italia, anche in questo caso attraverso la cessione di contratti di fornitura; in settembre Eneide Luce e Gas ha acquisito parzialmente l'attività da Eneide; Dolomiti Energia ha acquisito l'attività da Asm Tione – Azienda Servizi Municipalizzati da ottobre, così come Energia Etica (Enet in forma abbreviata) ha acquisito l'attività da Libera Energia; in novembre Gas Marca ha ceduto l'attività a Estra Energie, Axpo Italia ha acquisito parzialmente l'attività da Axopower (che al contempo ha dichiarato la cessazione della vendita di gas a clienti finali) e Hera Comm ha acquisito parzialmente l'attività da Hera Comm NordEst;
- cessazione: 9 imprese hanno cessato l'attività di vendita di gas al mercato finale nel corso dell'anno. Si tratta di Enova, Heart Energy, Eviva in liquidazione, Global Solution Group, Fuel Trading, All Rent Service, Chiurlo 1901, Sangroservizi, Axopower e Fremar;

- incorporazioni: sono avvenute pressoché tutte all'interno dello stesso gruppo societario. A gennaio Edison Energia ha incorporato Edison Energie (cioè Gas Natural Vendita Italia, che dal febbraio 2018 era entrata nel gruppo Edison, assumendo, appunto, la nuova denominazione di Edison Energie), Estra Energie ha incorporato Metania, Duferco Energia ha incorporato Utility 360 ed Emmediese ha incorporato Madogas Natural Energy. Infine, A2A Energia ha incorporato Linea Più dal 1° maggio 2019; nel mese di giugno Chiurlo ha incorporato Chiurlo 1901; in ottobre Hera Comm Marche ha incorporato Blu Ranton, Colsam Energie ha incorporato Folini Gas, di cui aveva già acquisito in luglio il 100% del capitale sociale; a novembre Bluenergy Group ha incorporato Rettagliata Gas e Luce, di cui deteneva già il 70% del capitale sociale; in dicembre, infine, Aimag ha incorporato S.I.A.M. Con data di validità 1° gennaio 2020, invece, Acel Energie ha incorporato Enerxenia e Iren Mercato ha incorporato Spezia Energy Trading;
- cambio di gruppo societario: nel 2019 i venditori hanno comunicato 22 cambi di gruppo societario; tra questi si segnalano: Commerciale Gas & Luce è entrata nel gruppo Canarbino, che ha aumentato la sua presenza nel capitale sociale della società dal 25% al 75%, acquisendo le quote che prima erano di Acel Service (25%) e Gelsia (25%); anche Gesam Gas & Luce si è inserita nel gruppo Canarbino, che nel 2019 ne ha acquisito l'intero capitale, di cui già possedeva il 40%; OV Energy è entrata nel gruppo Renova Power, che ne ha acquisito l'intero capitale sociale; Free Luce & Gas è entrata a far parte del gruppo BA & Partners, che ne ha acquisito l'88,89% del capitale sociale; Alphastar è entrata nel gruppo Enegan; Alperia Sum (ex Servizi Unindustria Multiutilities) è entrata a far parte del gruppo Alperia; Suncity Energy è entrata nel gruppo A2A, dopo che A2A Energy Solution ne ha acquisito tutte le quote; Folini Gas è entrata nel gruppo Colsam (si veda sopra); con tramite l'acquisizione di pacchetti azionari ceduti da Libera Energia, 4 nuove imprese sono entrate nel gruppo Esa Italia, vale a dire Sorrento Power and Gas, Rotagas, Azienda Intercomunale Metano Energie del Territorio (o AIMET) ed Energia Etica (o Enet); EP Green è divenuta il socio unico di Colsam Energie; in base all'accordo tra Hera e Ascopiave – già descritto sia nel Capitolo dedicato all'energia elettrica, sia nel precedente sottoparagrafo sul mercato all'ingrosso del gas – nel 2019 sono entrate nel gruppo Hera Estenergy, Ascotrade, Blue Meta, Amgas Blu, Ascopiave Energie ed Etra Energia; Uniko è entrata a far parte del gruppo M2R Holding;
- cambio di ragione sociale: 12 imprese hanno assunto una nuova denominazione, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria: Alperia Energy è divenuta Alperia Smart Services, Servizi Unindustria Multiutilities ha assunto la denominazione di Alperia Sum; Madogas GPL ha cambiato la ragione sociale in Emmediese, con contestuale incorporazione; Smallenergy ha modificato la ragione sociale in Free Luce & Gas; Enercity ora si chiama Suncity Energy; Luce e Gas Italia è diventata Luce e Gas Italia Servizi; ASPM Energia è la nuova ragione sociale di A.S.P.M. Commerciale; Hera Comm socio unico Hera è diventata Hera Comm; Energypolis ora si chiama Polisenergia; Penisola Energia è diventata Penisola Gas & Power; Ego Trade è divenuta Ego Energy e poi è stata incorporata da EGO Power a fine anno; EnergiaBaseTrieste è diventata Hera Comm NordEst;
- cambio di natura giuridica: due società, Vestina Gas&Luce ed Hera Comm, hanno cambiato la forma giuridica da società a responsabilità limitata a società per azioni; il contrario è avvenuto nel caso di Energetic; Rienergia è passata da società a responsabilità limitata semplificata a società a responsabilità limitata;
- estinzione: Elettra si è estinta il 22 febbraio 2019 per liquidazione.

Il 6,7% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 30 su 446, ha venduto nel 2019 oltre 300 M(m³); queste società sono elencate nella tavola 3.32. Nel 2018 questa quota era pari al 7,4%, visto che 31 imprese su 417 avevano superato tale soglia. Complessivamente, le 30 società che hanno venduto oltre 300 M(m³) coprono l'82% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali da tutte le imprese di vendita operanti nel mercato *retail* è risultato pari a 39,18 c€/m³, inferiore di 0,77 c€ (-1,9%) rispetto al 2018. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che – come si è visto nelle pagine precedenti – è risultato pari a 36,54 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, pari a 2,63 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue caratteristiche. Le imprese che operano nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, hanno consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e quindi non paga il costo della distribuzione.

Il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori risulta, invece, decisamente più ristretto. A fronte di un prezzo di 21,45 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori del mercato finale hanno mediamente richiesto 22,04 c€/m³, cioè 0,58 centesimi in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è diminuito rispetto al 2018 (-9,8%). Nel confronto con i prezzi osservati emerge che nel 2019 i differenziali di prezzo si sono ampliati: l'anno precedente quello sul prezzo fissato dai grossisti ai clienti del mercato finale era di 2,43 c€/m³, mentre quello sul prezzo praticato agli altri intermediari era di 0,39 c€.

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).

Nessuna variazione emerge nelle prime tre posizioni del mercato finale, nelle quali restano saldi Eni, Edison ed Enel. Rispetto al 2018, le quote dei tre gruppi risultano tutte in sostanziale stabilità o in minimo aumento; infatti la quota del gruppo Eni passa dal 19,2% al 19,4%, quella del gruppo Edison dal 13,2% va al 13,3%, mentre Enel sale dall'11% all'11,7%. La distanza tra Eni ed Edison è rimasta sostanzialmente ferma (dal 6 al 6,2%), mentre quella tra Edison ed Enel si è accorciata da 2,2 punti percentuali all'1,5%.

Uno sguardo alle varie posizioni della classifica evidenzia che nel 2019 non vi sono stati particolari sconvolgimenti dell'ordine rispetto al 2018. Il gruppo Hera ha superato Iren, ma lo scorso anno era avvenuto il contrario. I gruppi Royal Dutch Shell ed E.ON hanno invertito la posizione rispetto allo scorso anno: nel 2019 Royal Dutch Shell si trova all'undicesimo posto e il gruppo E.ON al tredicesimo, nel 2018 erano esattamente al contrario. In media i gruppi tendono a spostarsi nella classifica di due posizioni alla volta, verso l'alto o verso il basso.

Nel 2019 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale si è leggermente innalzato. I primi tre gruppi controllano il 44,4%, mentre nel 2018 la quota era pari al 43,4%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 54,4% (contro il 51,6% del 2018). L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 810, un poco superiore, quindi, a quello del 2018, che era pari a 757. Il livello dell'indice è rimasto comunque molto più basso del valore 1.000, al di sotto del 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 2019 sono provvisori. Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2019 sono stati venduti 73,6 G(m³) – di cui 15,6 destinati all'autoconsumo e 58 alla vendita – a 21,7 milioni di clienti (punti di riconsegna).

TAV. 3.32 Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2019 (in M(m³) e quote percentuali)

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Eni	5.820	35.592	41.411	10,0%
Edison Energia	5.514	1.981	7.495	9,5%
Eni Gas e Luce	5.444	44	5.488	9,4%
Enel Energia	4.270	0	4.270	7,4%
Iren Mercato	2.634	170	2.804	4,5%
Enel Global Trading	2.524	20.380	22.904	4,3%
EP Commodities	2.183	465	2.648	3,8%
Edison	2.083	14.291	16.374	3,6%
Hera Comm	1.788	159	1.947	3,1%
A2A Energia	1.711	65	1.776	2,9%
Sorgenia	1.665	654	2.319	2,9%
Axpo Italia	1.515	3.242	4.757	2,6%
Engie Italia	1.169	14.922	16.091	2,0%
Shell Energy Italia	1.134	938	2.072	2,0%
Estra Energie	1.040	1.810	2.850	1,8%
E.ON Energia	971	113	1.084	1,7%
Solvay Energy Services Italia	696	0	696	1,2%
Unogas Energia	678	154	833	1,2%
Vivigas	598	128	725	1,0%
Ascotrade	503	380	883	0,9%
Dolomiti Energia	498	0	498	0,9%
Soenergy	434	109	543	0,7%
Egea Commerciale	418	25	444	0,7%
ArcelorMittal Italia	376	0	376	0,6%
Alperia Smart Services	373	33	406	0,6%
Bluenergy Group	320	202	521	0,6%
Repower Vendita Italia	314	0	314	0,5%
Consorzio Toscana Energia	310	9	319	0,5%
Duferco Energia	307	1.354	1.661	0,5%
MET Energia Italia	304	4	308	0,5%
Altri	10.429	26.477	36.906	18,0%
TOTALE	58.021	123.700	181.722	100%
Prezzo medio (c€/m ³)	39,18	22,04	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.33 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2019 (volumi in M(m³))

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2018
Eni	11.263	19,4%	1°
Edison	7.690	13,3%	2°
Enel	6.794	11,7%	3°
Hera	3.070	5,3%	5°
Iren	2.753	4,7%	4°
A2A	2.216	3,8%	6°
Energetický a Průmyslový Holding	2.183	3,8%	7°
Sorgenia	1.665	2,9%	8°
Axpo Group	1.515	2,6%	10°
Engie	1.169	2,0%	9°
Royal Dutch Shell Plc	1.134	2,0%	13°
Estra	1.040	1,8%	12°
E.ON	971	1,7%	11°
Unogas	752	1,3%	16°
Solvay Energy Services Italia	696	1,2%	17°
EG Holding	598	1,0%	18°
Dolomiti Energia	498	0,9%	19°
Repower AG	475	0,8%	21°
Acsm-Agam	472	0,8%	25°
Soelia	434	0,7%	27°
Altri	10.634	18,3%	-
TOTALE	58.021	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.34 Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (punti di prelievo in migliaia e volumi in M(m³))

SETTORE DI CONSUMO	2018				2019			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	7.542	7.737	0	15.279	6.473	8.232	0	14.706
Condominio uso domestico	528	1.919	7	2.454	445	1.931	5	2.382
Commercio e servizi	-	7.420	24	7.445	-	7.193	24	7.217
Industria	-	19.065	1.781	20.846	-	18.648	1.847	20.494
Generazione elettrica	-	11.506	12.661	24.167	-	14.148	13.708	27.855
Attività di servizio pubblico	-	1.199	0	1.199	-	951	0	951
TOTALE VOLUMI	8.070	48.847	14.473	71.389	6.918	51.103	15.584	73.605
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	10.040	10.071	0,0	20.112	8.920	11.294	0,0	20.214
Condominio uso domestico	72	127	0,3	200	60	131	0,2	191
Commercio e servizi	-	1.063	1,1	1.064	-	1.045	1,1	1.047
Industria	-	182	0,1	182	-	185	0,1	185
Generazione elettrica	-	1	0,0	1	-	1	0,1	1
Attività di servizio pubblico	-	59	0,0	59	-	45	0,0	45
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	10.113	11.503	1,5	21.617	8.980	12.701	1,5	21.682

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente le vendite di gas sono diminuite rispetto al 2018 in tutti i settori, con l'eccezione di quelle destinate alla generazione elettrica. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono a questo stesso settore, hanno registrato un incremento del 7,7%, i quantitativi di gas venduti nel mercato libero hanno evidenziato una crescita del 4,6%, mentre le vendite del mercato tutelato sono scese del 14,3%. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola 3.35 non comprendono i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari settori. Questi sono risultati pari a 183 M(m³) nel 2018 e a 197 M(m³) nel 2019. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 7,1 G(m³) e il calo rispetto al 2018 si riduce leggermente a -13,8%.

Coerentemente alle vendite, i clienti che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela sono diminuiti dell'11,2%, (tenendo conto dei servizi di *default* e ultima istanza il calo si riduce di poco a -11%); viceversa, i clienti del mercato libero sono complessivamente aumentati del 10,4%.

Come illustrato nel Capitolo 1, nel 2019 l'economia italiana ha rallentato, rimanendo comunque in aumento dello 0,3%; il valore aggiunto dell'industria manifatturiera è tornato in calo (-0,5%) dopo sei anni di crescita, inoltre i settori maggiormente gas *intensive* hanno evidenziato risultati modesti o negativi. Anche nel 2019 il clima è

stato tendenzialmente caldo. In base a questi elementi si può comprendere la riduzione del 4,2% osservata nel consumo di gas del settore civile, che oltre al settore domestico include i condomini, il terziario e le attività di servizio pubblico. I consumi del settore produttivo, invece, hanno evidenziato una crescita del 7,4%, ma questo risultato è dovuto unicamente al forte incremento registrato nella generazione termoelettrica, che nel 2019 ha fatto ampio ricorso al gas naturale per sopperire alle minori importazioni di energia elettrica. Le vendite di gas al settore termoelettrico, infatti, sono cresciute del 23%, così come gli autoconsumi sono aumentati dell'8,3%: tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati del 15,3% più elevati dei quelli del 2018.

Le vendite di gas al settore industriale sono diminuite del 2,2%, mentre gli autoconsumi sono aumentati del 3,7%: complessivamente, quindi, nel 2019 i consumi dell'industria sono scesi dell'1,7%. Le vendite al settore civile si sono ridotte, invece, del 4,2% e gli autoconsumi del 4,8% (ma in questo settore hanno un'entità trascurabile). Il tasso di variazione del settore civile migliora se si considerano le sole vendite effettuate sul mercato libero, che rispetto al 2018 sono rimaste sostanzialmente invariate (+0,2%). Questa stabilità è stata garantita dal settore domestico: infatti, i volumi di gas venduti nel mercato libero alle famiglie sono risultati del 6,4% più elevati rispetto al 2018, quelli dei condomini sono cresciuti dello 0,6%, mentre quelli del commercio si sono ridotti del 3,1% e quelli delle attività di servizio pubblico sono nettamente diminuiti (-20,6%).

Nel 2019 i clienti del mercato del gas nel suo complesso sono aumentati di circa 65.000 punti di riconsegna. L'incremento è pressoché interamente ascrivibile alle famiglie (+102.300 punti), il cui spostamento verso il mercato libero è proseguito anche nel 2019, in parte probabilmente stimolato dalla fine del servizio di tutela, originariamente programmata per il 1° luglio 2019 e ora rinviata al 1° gennaio 2021. Nel 2019, infatti, 1.133.000 clienti sono usciti dal servizio di tutela, mentre il mercato libero ha registrati 1.198.000 clienti in più. Uno sguardo più in dettaglio, tuttavia, evidenzia che l'uscita dalla tutela delle famiglie è stata più che compensata dalla crescita del numero di quelle servite nel mercato libero. Viceversa, nel caso dei condomini con uso domestico il saldo è negativo: a fronte di 12.000 punti usciti dalla tutela, il mercato libero ne ha registrati solo 4.000 in più.

Nel 2019, inoltre, i punti di riconsegna nell'industria sono aumentati di circa 3.000 unità, a fronte dei 100 punti della generazione elettrica. All'opposto, i punti di riconsegna nel settore del commercio e dei servizi si sono ridotti di 17.000 unità, così come sono decisamente diminuiti i clienti nel settore delle attività di servizio pubblico (-14.000 punti).

In conseguenza di quanto detto finora, si osserva che nel 2019 i consumi medi unitari si sono ridotti nel domestico, nel commercio e nei servizi, nell'industria e nel termoelettrico, mentre sono cresciuti nei condomini e nelle attività di servizio pubblico. Più precisamente, il consumo medio per le famiglie è passato da 760 a 728 m³, per i condomini con uso domestico da 12.299 a 12.468 m³, per il commercio da 6.997 a 6.896 m³, per l'industria da 114,3 a 110,8 migliaia di m³, per la generazione elettrica da 30,2 a 29,9 M(m³) e, infine, per le attività di servizio pubblico da 20.210 a 21.060 m³. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (729 m³) è risultato praticamente identico a quello riscontrato nel mercato tutelato (726 m³), mentre nel caso dei condomini il consumo medio nel mercato libero, pari a 14.786 m³, risulta quasi il doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 7.394 m³.

Valutando il mercato nel suo complesso, si osserva che nel 2019: il settore domestico ha acquistato 14,7 G(m³) di gas, cioè un quinto di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con

uso domestico ne hanno acquisito il 3,2%, ovvero 2,4 G(m³); il commercio ne ha utilizzato il 9,8%, corrispondente a 7,2 G(m³); l'industria ne ha consumato il 27,8%, cioè 20,5 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 37,8%, equivalente a 27,8 G(m³); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato l'1,3%, equivalente a 1 G(m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 69,4%, quella del mercato tutelato è del 9,4%, mentre il 21,2% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'88% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 12% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 41,4% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 58,6% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il settore domestico si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2019 ha raggiunto il 56% per le famiglie e l'81,3% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2018 i valori erano, rispettivamente, del 50,6% e del 78,4%.

In termini di punti di prelievo, nel 2019 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela si è abbassata al 44,1%, dopo essere scesa per la prima volta sotto la metà (49,9%) nel 2018.

TAV. 3.35 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2019 (in M(m³))

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO	6.411	469	39	0,1	-	-	6.918
Domestico	6.352	120	0,7	0,1	-	-	6.473
Condominio uso domestico	59	348	38	-	-	-	445
MERCATO LIBERO	9.403	5.087	2.386	5.245	9.474	19.508	51.103
Domestico	8.032	164	4	3	29	-	8.232
Condominio uso domestico	81	1.377	398	74	1	-	1.931
Commercio e servizi	1.069	2.605	1.130	1.440	737	213	7.193
Industria	180	690	708	3.310	7.560	6.200	18.648
Generazione elettrica	0	2	10	159	941	13.036	14.148
Attività di servizio pubblico	40	250	136	260	206	59	951
TOTALE	15.813	5.556	2.424	5.246	9.474	19.508	58.021

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tav. 3.35) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m³ acquista il 27,3% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m³/anno ne assorbe il 9,6%, la terza classe (50.000-200.000 m³/anno) il 4,6%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m³/anno) il 9,6%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 16,3% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 33,6%. Il 98% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³: tale quota, infatti, è pari al 98% sia per le famiglie che acquistano nel mercato tutelato, sia per quelle che acquistano nel libero. La quota maggiore di volumi venduti ai condomini si concentra, invece, nella classe di consumo annuo compreso tra 5.000 e 50.000 m³: tale classe, infatti, assorbe il 78% dei volumi di gas acquistati dai condomini nel mercato tutelato e il 71% di

quelli acquistati nel libero. Il 67% 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 abbastanza equidistribuiti tra le classi intermedie: il 26% è attribuibile ai clienti nella fascia con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m³, il 27% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m³, un altro 22% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m³)/anno.

L'analisi dell'attività di *switching* nel settore del gas naturale anche quest'anno comprende dati raccolti presso gli operatori del trasporto e della distribuzione tramite l'Indagine annuale sui settori regolati e dati provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito da 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 clienti²⁵ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2018, è risultata complessivamente pari al 9,1%, ovvero al 30,7% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.36). Rispetto al 2018 le percentuali sono tendenzialmente in aumento. L'incremento nei tassi di cambio del settore domestico e dei condomini potrebbe aver risentito dell'imminenza della fine del regime di tutela (seppure essa abbia subito un ulteriore rinvio).

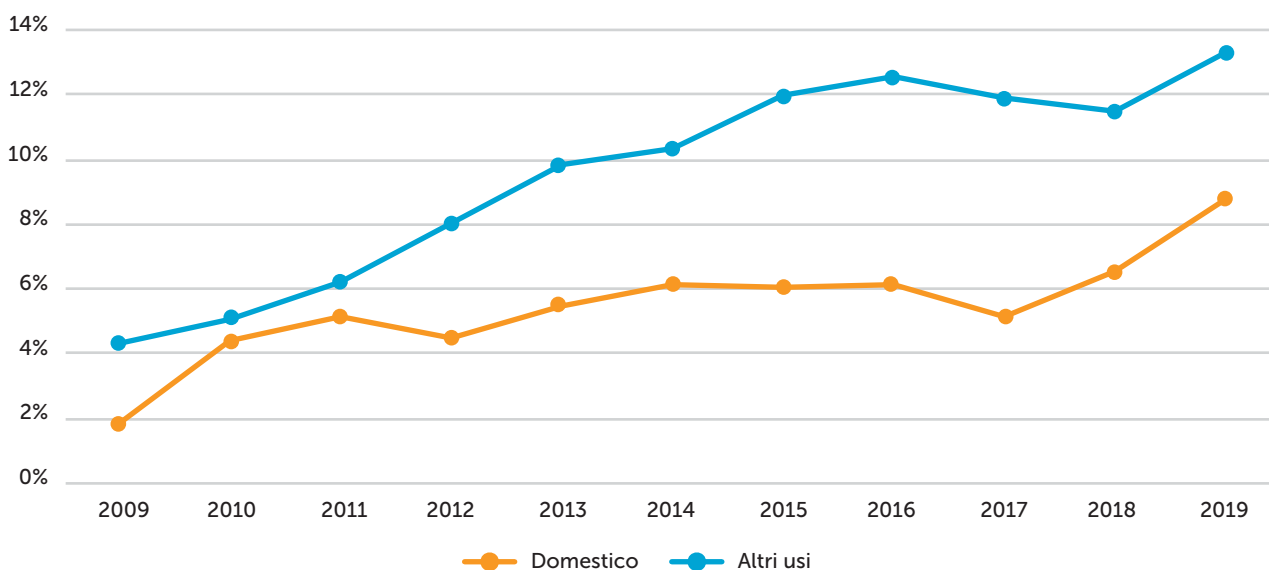
I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2019, non obbligati per legge, sono saliti di due punti percentuali, confermando e anzi accrescendo la già discreta vivacità registrata nel 2018, dopo un certo numero di anni nei quali si era un po' attenuata (Fig. 3.15). Lo scorso anno, infatti, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore circa 1.600.000 clienti, equivalenti a una quota dell'8,8% (con una porzione di volumi del 10,9%). Più elevata (pari al 10,1%) è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 12,4% del relativo settore di consumo. Quest'ultima quota è leggermente inferiore a quella evidenziata nel 2018, mentre il tasso di spostamento in termini di clienti è più elevato rispetto al 2018: ciò significa che stanno cominciando a spostarsi i condomini con i consumi annui di più ridotta dimensione.

TAV. 3.36 Tassi di *switching* dei clienti finali del gas naturale

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2018		2019	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	6,6%	7,7%	8,8%	10,9%
Condominio uso domestico	9,5%	13,2%	10,1%	12,4%
Attività di servizio pubblico	17,1%	30,4%	15,7%	31,4%
Altri usi	11,5%	33,5%	13,3%	37,0%
TOTALE	7,0%	27,1%	9,1%	30,7%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

²⁵ 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.

FIG. 3.15 Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 15,7% (equivalente al 31,4% 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, per valori di consumo, una tipologia simile agli esercizi commerciali), ma anche grandi complessi ospedalieri, che hanno consumi annui molto rilevanti e che, di conseguenza, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 13,3% del totale in termini di clienti, nonché il 37% in termini di volumi, anche in questo caso tornando a manifestare una marcata vivacità.

Come già evidenziato al Capitolo 2, anche quest'anno l'Indagine annuale sui settori regolati 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 PLACET²⁶. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di offerte disponibili ed effettivamente scelte dai clienti, tuttavia, non considerano questa tipologia di offerte come una categoria a parte. Nel settore del gas il numero di clienti che ha scelto le offerte PLACET nel 2019 è risultato pari a 12.012 nel caso dei clienti domestici, 69 nel caso dei condomini con uso domestico e 1.744 nel caso dei clienti non domestici con consumi annui inferiori a 200.000 m³.

Anche qui, come si è già sottolineato nel Capitolo 2, si ribadisce che l'obiettivo delle domande sulla quantità e sulla 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. Inoltre, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella delle famiglie, anche quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime²⁷.

²⁶ Per una descrizione di queste offerte si veda il paragrafo relativo al mercato libero elettrico, nel Capitolo 2 di questo Volume.

²⁷ L'unico risultato esposto per la clientela non domestica riguarda il numero di offerte disponibili, perché l'apposita domanda nel questionario per i venditori ha ottenuto un buon tasso di risposta.

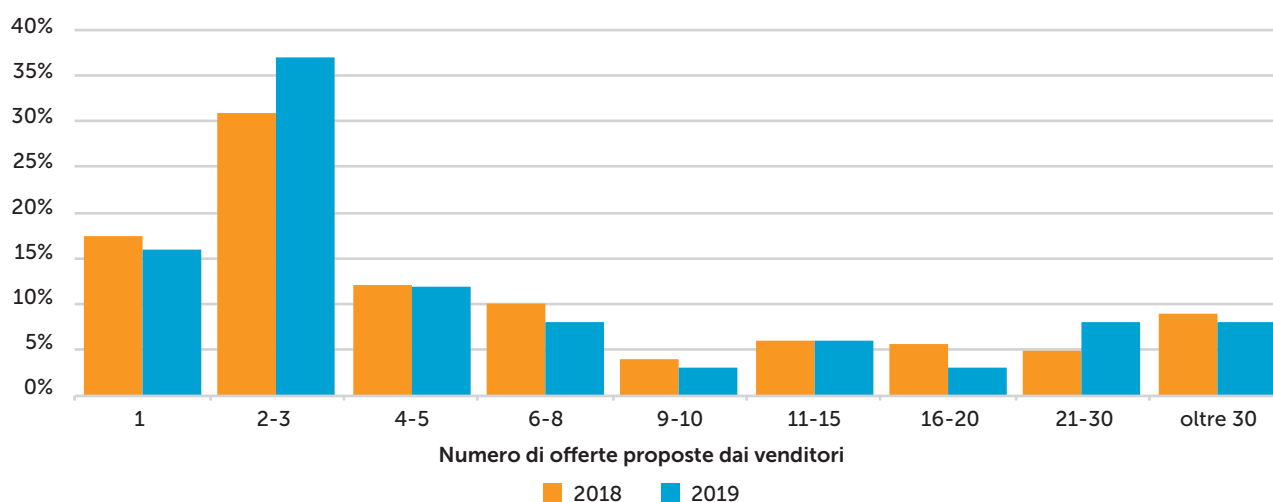
La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 10,9 per la clientela domestica, a 6,6 per i condomini con uso domestico e a 18,2 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggiore possibilità di scelta, essendo il cliente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate rispetto a quelle di un cliente domestico: a tale cliente, quindi, il venditore deve essere in grado di fornire servizi personalizzati e contratti maggiormente individualizzati. Rispetto ai dati del 2018 il numero di offerte disponibili è leggermente diminuito (erano 11,7 per i clienti domestici, 7,3 per i condomini e 26,7 per i clienti non domestici); una parte delle riduzioni potrebbe essere dovuta a una migliore attività di categorizzazione delle offerte da parte dei venditori, essendo questa la quarta edizione dell'Indagine che chiede dati sulle offerte commerciali. Il 16% dei venditori, tuttavia, offre ai clienti domestici una sola modalità contrattuale, il 37% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 48% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su (Fig. 3.16). Rispetto al 2018, sono diminuiti i venditori che offrono solo una modalità contrattuale, sono cresciuti quelli che ne mettono a disposizione due o tre, mentre sono diminuiti quelli che ne propongono da quattro a dieci.

Delle 10,9 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,9 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 6,5 nel 2018). Il 18,1% dei venditori, però, non presenta nemmeno un'offerta online. Nel 2% dei casi il numero di offerte online è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti. Pertanto, nella stragrande maggioranza dei casi il numero di offerte online è risultato inferiore alle offerte totali.

L'interesse delle famiglie verso le offerte online nel 2019 è cresciuto, ma resta, per ora, un fenomeno abbastanza di nicchia, in quanto è risultato che solo il 6,9% dei clienti ha sottoscritto un contratto proposto attraverso questa modalità (nel 2018 tale quota era pari al 2,6%).

Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che il 69,9% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 30,1% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Questi valori sono sostanzialmente identici a quelli del 2018, quando il prezzo variabile era stato scelto dal 29,6% dei clienti domestici (Tav. 3.37).

FIG. 3.16 *Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 47,8% (stesso valore nel 2018) dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela; l'11,4% (18,8% nel 2018) dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 25,8% (20,4% nel 2018) ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione legata ai prezzi del TTF. Solo una quota minima di clienti (il 2% nel 2019 e lo 0,7% nel 2018) ha scelto di indicizzare il prezzo del gas all'andamento dei prezzi al PSV o a quello dei mercati gestiti dal GME (l'1,2% nel 2019 e lo 0,3% nel 2018). Il restante 11,8% (11,9% nel 2018) dei contratti prevede forme di indicizzazione alternative, spesso con una combinazione di quelle appena citate.

Per quanto riguarda la durata, il 3,8% 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 un po' più elevata nel caso di contratti a prezzo variabile. 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 2019 i venditori che applicano contratti con clausola di durata minima sono risultati in tutto 21 e complessivamente servono poco meno di due milioni di famiglie. La quota dei clienti di tali venditori che hanno acquistato un contratto con clausola di durata minima è pari al 39,1% (43,2% con prezzo variabile e 32,8% con prezzo bloccato). Tutti i valori sono in lieve aumento rispetto all'anno precedente: nel 2018 i venditori che proponevano una clausola contrattuale erano 19 e la quota dei loro clienti che risultava averla sottoscritta era pari al 28,7%.

TAV. 3.37 *Contratti per la fornitura di gas naturale per tipo di prezzo e per tipo di servizi aggiuntivi (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	2016	2017	2018	2019
A prezzo fisso	68,5%	68,6%	70,4%	69,9%
A prezzo variabile	31,5%	31,4%	29,6%	30,1%
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO BLOCCATO				
Nessun servizio aggiuntivo	85,3%	38,3%	45,0%	52,7%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	72,0%	51,4%	46,1%	33,0%
Servizi energetici accessori	23,0%	7,1%	6,1%	4,3%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	5,0%	1,4%	0,9%	0,4%
Omaggio o gadget	n.d.	0,2%	0,2%	0,2%
Servizi telefonici personalizzati	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%
Altro	1,0%	1,6%	1,8%	9,4%
TOTALE	100%	100%	100%	100%
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE				
Nessun servizio aggiuntivo	68,4%	86,5%	82,7%	76,2%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	13,3%	2,0%	1,8%	4,0%
Servizi energetici accessori	20,9%	7,0%	6,6%	11,8%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,5%	0,4%	0,4%	0,2%
Omaggio o gadget	n.d.	0,3%	0,4%	0,6%
Servizi telefonici personalizzati	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%
Altro	64,3%	3,7%	8,2%	7,1%
TOTALE	100%	100%	100%	100%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 33,1% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione (per esempio sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta ecc.). Più in dettaglio, risulta che, in media, lo sconto è applicato al 36,2% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 26% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è diminuita rispetto al 2018, quando era risultata del 39,6%.

La presenza di servizi aggiuntivi (Tav. 3.37) nei contratti sottoscritti dalle famiglie è maggiormente diffusa nei contratti a prezzo fisso rispetto a quelli a prezzo variabile: il 47% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende sotto al 24% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (33%) per i contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un certo gradimento (4%) per i contratti che offrono un servizio energetico accessorio. Il gradimento verso un servizio aggiuntivo nei clienti con prezzo bloccato si va riducendo nel tempo, mentre, al contrario, sta leggermente aumentando nei clienti con prezzo variabile.

Anche nel 2019 l'andamento dei consumi, sotto il profilo geografico (Tav. 3.38), non presenta novità di particolare rilievo, tenuto conto del fatto che è legato principalmente alla differente diffusione del metano nelle varie regioni, alle diverse fasce climatiche del territorio e alla maggiore densità delle attività industriali, tutti elementi che non mutano in modo repentino.

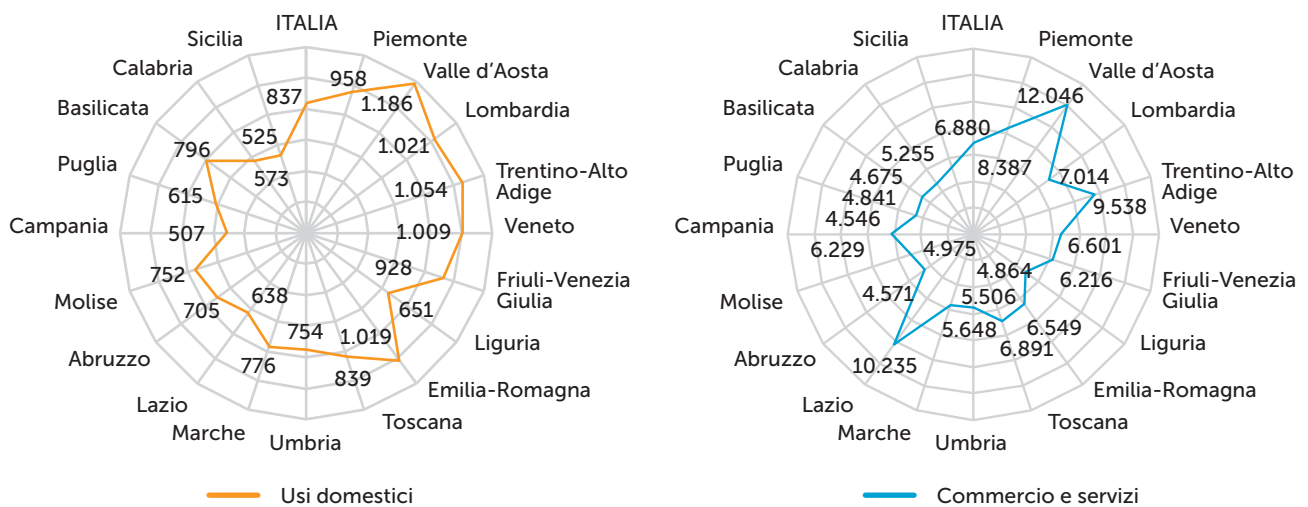
Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In questa zona si acquista, infatti, il 60% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 34,9 G(m³); il 24% dei consumi, 13,9 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 16%, cioè 9,2 G(m³), viene venduto al Sud e nelle Isole. Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 2,5 volte quelli del Centro, con un valore relativamente simile per tutti i settori di consumo, e 3,8 volte quelli del Sud e delle Isole, ma in questo caso vi è una forte variabilità tra i settori di consumo: il rapporto è minimo nel caso della generazione elettrica (1,3) e massimo nel caso dei condomini (35,3).

TAV. 3.38 Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2019 (in M(m³))

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.340	364	882	2.143	1.569	85	6.384
Valle d'Aosta	16	7	19	67	0	4	112
Lombardia	3.516	840	1.710	3.866	1.599	236	11.766
Trentino-Alto Adige	191	70	242	338	101	26	968
Veneto	1.705	141	889	2.139	343	150	5.368
Friuli-Venezia Giulia	383	56	191	816	178	20	1.645
Liguria	359	158	137	326	421	19	1.418
Emilia-Romagna	1.760	251	947	3.118	1.095	67	7.237
Toscana	1.092	102	485	1.557	835	50	4.122
Umbria	216	16	98	391	278	17	1.016
Marche	477	21	218	407	51	16	1.192
Lazio	1.047	275	661	736	3.131	88	5.936
Abruzzo	350	17	127	525	51	23	1.092
Molise	79	5	28	81	388	6	587
Campania	590	25	203	487	608	66	1.979
Puglia	743	14	153	703	738	37	2.389
Basilicata	139	4	39	136	46	11	374
Calabria	207	2	46	55	18	10	338
Sicilia	497	8	116	756	2.698	23	4.099
ITALIA	14.705	2.376	7.193	18.648	14.148	951	58.021
NORD	9.269	1.886	5.017	12.813	5.306	606	34.897
CENTRO	3.261	436	1.618	3.697	4.734	199	13.946
SUD E ISOLE	2.175	53	558	2.138	4.108	147	9.179

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La regione con i consumi più elevati – e di gran lunga superiori a quelli delle altre –, con quasi 12 G(m³), è sempre la Lombardia, che da sola acquista un quinto dei volumi nazionali. Altre regioni in cui i consumi raggiungono almeno 5 G(m³) sono l'Emilia-Romagna con 7,2 G(m³), il Piemonte con 6,4 G(m³), cioè rispettivamente il 12,5% e l'11% del totale nazionale, il Lazio con 5,9 G(m³), ovvero il 10,2% del totale, e il Veneto con 5,4 G(m³), cioè il 9,3% del totale. Seguono con 4,1 G(m³) di consumo la Toscana e la Sicilia, oltre alla Puglia con 2,9 G(m³). Tutte le altre regioni presentano valori di consumo inferiori a 2 G(m³).

FIG. 3.17 Consumi medi regionali degli usi domestici^(A) e del settore commercio e servizi nel 2018 (in m³)


(A) Gli usi domestici includono i condomini con uso domestico.

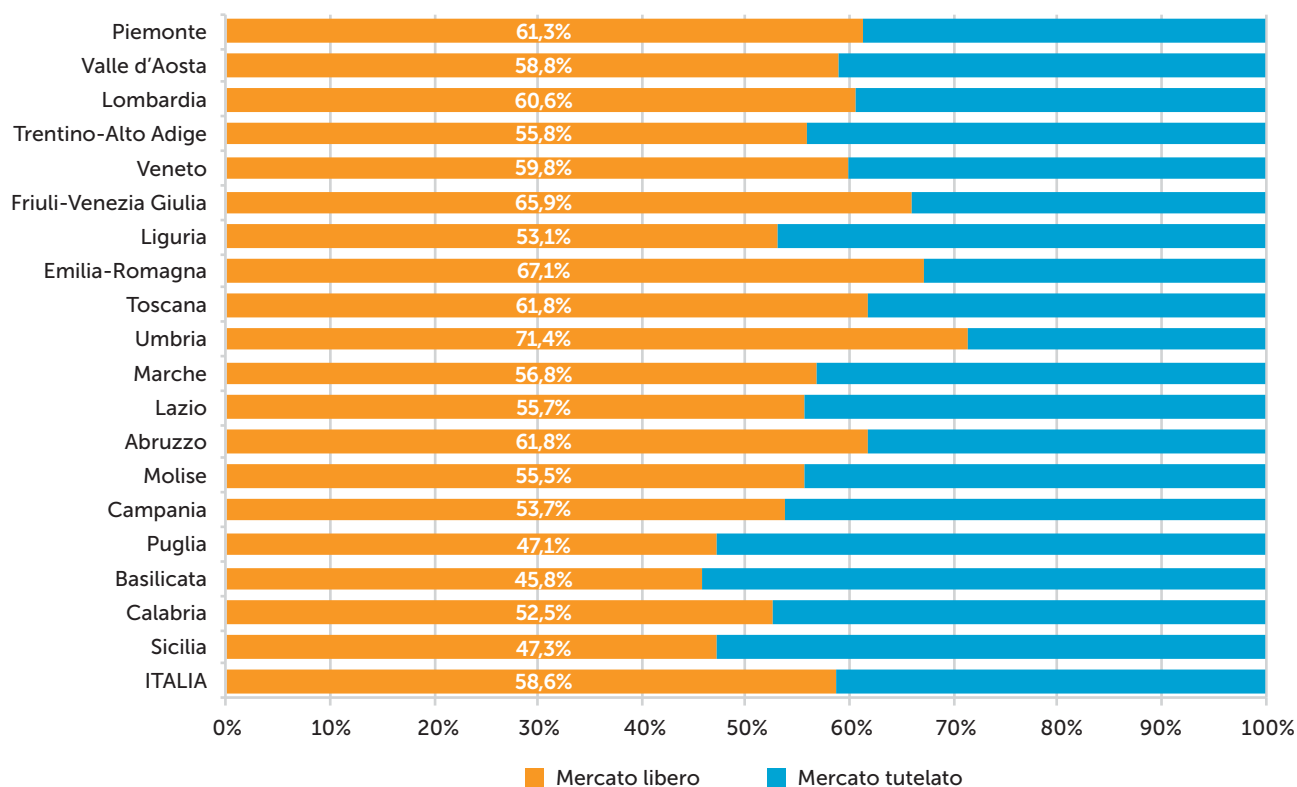
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

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 (37,5% al Nord, 33,5% al Centro e 29% nel Mezzogiorno) e dove il Lazio è la regione con i consumi più elevati. L'altro è quello dei condomini con uso domestico, dove il Nord assume il 79,4% dei volumi nazionali e il restante 20,6% è quasi integralmente acquistato al Centro (18,4%). In pratica, questo uso è molto ridotto al Sud, dove, comprensibilmente, i riscaldamenti centralizzati non risultano particolarmente diffusi, come rivelano i volumi di acquisto, che rappresentano solo il 2,2% del totale nazionale.

Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.17 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 837 m³, 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 980 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole, invece, si riducono, rispettivamente, a 728 e 565 m³. Tutti i valori esposti sono inferiori a quelli del 2018. Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, peraltro su livelli di consumo più elevati rispetto a quelli domestici, si riscontra nel caso dei consumi medi del settore commercio e servizi: il dato medio nazionale, pari a 6.880 m³, non è molto dissimile da quelli del Nord (7.026 m³), del Centro (7.191 m³) e del Sud e Isole (5.243 m³).

Negli ultimi due anni, la ripartizione a livello territoriale tra i due mercati, libero e tutelato (Fig. 3.18), 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 sono divenute maggiori del 50% quasi dappertutto, anche se in alcuni casi di poco. Fanno eccezione in questo panorama alcune regioni del Sud e la Sicilia, dove il mercato tutelato risulta servire tuttora più della metà dei clienti.

FIG. 3.18 Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2019

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I tassi di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente (Tav. 3.39), tendono a confermare il panorama appena osservato, benché siano tutti in aumento rispetto agli anni scorsi.

I clienti domestici collocati al Centro mostrano, anche nel 2019, una vivacità superiore al resto d'Italia, con tassi di *switching* che mediamente sono superiori alla media nazionale, specie se si considerano i tassi calcolati sui clienti. In generale, comunque, i valori regionali mantengono una discreta omogeneità territoriale, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo, mentre il Mezzogiorno manifesta, nel complesso, tassi di cambio fornitore più contenuti.

Nel caso dei domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari al 9,6% in termini di clienti e al 12% in termini di volumi, contro una media nazionale dell'8,8% (clienti) e del 10,9% (volumi). Lo *switch* dei condomini con uso domestico mostra nel 2019, diversamente dagli anni precedenti, un livello più elevato al Sud, almeno in termini di clienti, perché in termini di volumi resta al di sotto della media nazionale. Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Nord risultano i più elevati in termini di clienti (16,5% contro il 15,7% della media nazionale) e di volumi (35,1% contro la media nazionale del 31,4%). Infine, negli altri usi si osserva una discreta omogeneità dell'attività di *switch* tra le diverse aree in termini di clienti, il 13% dei quali cambia fornitore almeno una volta l'anno ovunque. In termini di volumi, invece, si osservano maggiori spostamenti nel Centro-Sud.

TAV. 3.39 Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2019

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	9,6	11,6	10,6	14,3	14,9	40,6	23,5	25,5	10,1	34,1
Valle d'Aosta	5,3	7,0	16,1	24,4	10,0	3,8	25,2	9,0	6,2	5,9
Lombardia	9,2	11,2	11,0	13,4	12,8	37,1	12,4	18,0	9,5	30,1
Trentino-Alto Adige	2,3	2,7	2,2	3,0	4,5	5,3	15,5	27,3	2,6	5,5
Veneto	9,3	11,0	10,8	13,0	16,2	25,6	18,5	73,9	9,9	21,9
Friuli-Venezia Giulia	9,5	11,9	12,7	14,2	19,2	52,3	16,8	23,1	10,2	43,7
Liguria	9,3	14,3	9,9	10,1	16,2	56,1	17,6	24,5	9,6	39,6
Emilia-Romagna	7,7	9,0	5,8	6,3	11,3	25,9	15,5	58,4	8,0	22,7
Toscana	10,2	12,5	7,3	8,6	13,4	27,3	11,8	11,5	10,5	23,4
Umbria	8,9	11,4	11,4	12,3	14,7	40,0	33,9	93,6	9,5	34,4
Marche	8,4	10,6	10,6	14,7	13,8	27,9	16,6	46,1	8,9	21,6
Lazio	9,4	11,5	11,3	14,1	12,4	52,3	7,1	9,6	9,5	36,5
Abruzzo	11,0	14,5	17,3	27,4	13,3	40,4	33,3	54,5	11,3	34,0
Molise	8,8	12,0	8,2	6,7	13,8	82,0	27,1	65,7	9,2	71,5
Campania	8,2	10,7	13,9	26,2	12,1	65,7	9,6	16,8	8,4	51,5
Puglia	8,1	10,6	15,2	9,0	14,8	26,8	13,7	16,8	8,4	23,9
Basilicata	6,7	8,4	8,8	15,7	13,4	8,9	26,9	67,2	7,2	11,0
Calabria	5,6	8,3	11,5	32,1	12,9	76,6	15,8	49,2	5,8	71,9
Sicilia	6,8	9,0	14,0	10,3	8,4	19,2	13,5	25,8	6,9	17,9
ITALIA	8,8	10,9	10,1	12,4	13,3	37,0	15,7	31,4	9,1	30,7
NORD	8,9	10,8	9,7	12,0	13,5	34,4	16,5	35,1	9,3	28,5
CENTRO	9,6	12,0	10,5	13,2	13,3	39,2	15,7	25,9	9,9	31,2
SUD E ISOLE	7,5	9,9	13,6	18,8	12,0	42,7	13,4	24,5	7,7	37,4

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Risulta interessante, 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 operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.40). Come l'anno precedente, i valori di concentrazione sono calcolati considerando le vendite regionali dei gruppi societari in luogo delle singole imprese.

TAV. 3.40 *Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2019 (quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3) e percentuale di clienti da questi serviti)*

REGIONE	NUMERO DI IMPRESE DI VENDITA	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	254	53,6	68,5	45,8	49,7
Valle d'Aosta	91	90,3	91,8	88,3	89,2
Lombardia	302	43,8	55,6	38,2	54,7
Trentino-Alto Adige	131	85,9	89,1	62,7	83,1
Veneto	243	54,8	58,3	41,6	45,2
Friuli-Venezia Giulia	176	74,3	77,6	53,9	40,8
Liguria	207	69,0	88,4	71,8	70,5
Emilia-Romagna	253	69,4	72,3	50,3	55,5
Toscana	226	81,5	86,8	51,9	85,5
Umbria	179	69,2	71,2	75,0	59,6
Marche	190	52,8	51,9	43,1	51,4
Lazio	248	76,4	79,6	69,6	67,4
Abruzzo	211	57,7	57,0	54,0	47,7
Molise	141	51,8	46,6	78,3	18,6
Campania	226	69,7	74,0	53,1	69,0
Puglia	211	64,5	65,6	54,4	19,6
Basilicata	143	77,1	75,8	65,8	68,9
Calabria	155	84,1	84,7	75,6	84,2
Sicilia	174	86,7	87,0	93,3	86,6

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il livello del coefficiente C3 relativamente al settore domestico allargato – inteso come somma delle famiglie e dei condomini con uso domestico – risulta tuttora piuttosto elevato, con punte superiori all'80% in cinque regioni (Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Sicilia, Calabria e Toscana) e superiori al 70% in tre regioni (Basilicata, Lazio e Friuli-Venezia Giulia). Il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di imprese di vendita attive (302): qui la quota del mercato domestico dei primi tre venditori è solo del 43,8% e la percentuale di clienti da essi serviti è pari al 55,6%. Un valore di C3 ridotto (ma non più inferiore al 50% com'era nel 2018) si osserva anche nel Veneto, dove, parimenti, il numero di operatori è notevole (243). La presenza di un consistente numero di imprese attive non è comunque garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Emilia-Romagna e Lazio, dove le quote dei primi tre operatori sono vicine o superiori al 70% in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un nutrito numero di venditori presenti, pari a circa 250 in entrambi i casi.

I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si abbassano se valutati relativamente all'intero mercato della vendita, che comprende anche gli usi commerciali, industriali e termoelettrici.

Come si è visto a proposito dei tassi di *switching*, gli usi produttivi sono generalmente 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 quattro regioni, ovvero Molise, Sicilia, Liguria e Umbria, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo innalza considerevolmente. 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 possedere una quota di mercato (misurata tramite i volumi) elevata. A conferma di ciò si osservi il dato della Puglia, dove il secondo operatore possiede un solo cliente industriale, ma con consumi estremamente elevati. Per questo la percentuale di clienti serviti dai primi tre operatori nel mercato totale risulta estremamente bassa.

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

L'analisi della distribuzione di gas diversi dal gas naturale distribuiti attraverso reti canalizzate conclude, come di consueto, la descrizione del mercato e della concorrenza nel settore del gas.

Nell'indagine annuale sui settori regolati, i distributori di gas diversi dal gas naturale hanno fornito i dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2019 e confermato (o rettificato) i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2018, che 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 80 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 2019 erano 71.

Anche in questo segmento del settore del gas ogni anno si registrano numerose operazioni societarie che mutano il panorama dei soggetti che vi operano. Le principali che si sono verificate nel 2019 e che sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- 2 incorporazioni: le imprese Fontenergia, Fontenergia 7 e Fontenergia 9 sono state tutte incorporate dal 1° aprile in Mediterranea Energia Ambiente (Medea), che un anno prima era passata nel gruppo Italgas; il 15 novembre Lampogas è stata incorporata da Autogas Nord, al termine di un processo, cominciato all'inizio dell'anno, nel quale Lampogas era entrata nel gruppo Autogas Nord a seguito dell'acquisizione del 100% del suo capitale sociale. Dopo la fusione il gruppo ha assunto un nuovo marchio per la commercializzazione dei suoi servizi, AGN Energia (ma non ha cambiato la ragione sociale);
- 2 cambi di gruppo societario: Gesam Gas & Luce è entrata nel gruppo Canarmino dal 13 marzo, quando l'impresa Canarmino, i cui clienti sono concentrati soprattutto nel Centro-Nord d'Italia con un focus particolare su Milano, ha completato l'acquisizione del suo capitale sociale, di cui possedeva già il 40%; nel mese di luglio Lampogas ha interamente acquisito il capitale sociale di PA.LA.GAS, di cui già possedeva il 50%; poi, a seguito dell'incorporazione di Lampogas, anche PA.LA.GAS. è entrata nel gruppo Autogas Nord;
- numerose operazioni di cessione/acquisizione dell'attività. Tra queste si segnalano: la cessione dell'attività di vendita di gas diversi dal gas naturale da Inrete Distribuzione Energia (la società di distribuzione del gruppo Hera) a ButanGas e da Iren Mercato a Ireti (la società di distribuzione del gruppo); ButanGas, inoltre, ha

acquisito dall'impresa Essenergia tutti gli impianti alimentati a GPL; Sac Petroli ha ceduto a Eni un impianto alimentato a GPL localizzato nell'appennino bolognese; in maggio Isgas, storicamente il primo operatore nel settore dei gas diversi dal gas naturale, ha ceduto a Italgas Reti l'attività di distribuzione, misura e vendita dei gas diversi e, contestualmente, ha ceduto parte degli impianti a un'altra società del gruppo Italgas, Mediterranea Energia Ambiente (Medea); il 1° dicembre Medea ha ceduto l'attività di vendita di gas diversi a Gaxa, anch'essa parte del gruppo Italgas, sebbene il 15 dicembre sia stata in parte (48,15%) acquisita da Marguerite Gas IV, un istituto finanziario estero; Liquigas ha ceduto a Ecogas l'impianto denominato "Sauris", ma ha acquisito da Briongas l'impianto denominato "Accumoli" a seguito dell'aggiudicazione di una gara; Gabogas ha acquisito l'attività da due società, Garda Uno e Tecnigas; 2i Rete Gas ha ceduto l'impianto di distribuzione di GPL nel Comune di Montelparo ad Ascoli Rete Gas a seguito di gara di appalto sull'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale e cessione degli impianti effettuata dal Consorzio per la gestione del servizio gas metano nella Valle dell'Aso (l'impianto è stato poi subito trasformato a gas naturale), e inoltre, a fine anno, ha ceduto a ButanGas la distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo rete nei Comuni di Valleve (BG), Casalzuigno (VA), Corte Brugnatella (PC), Pellegrino Parmense (PR), Camaiore (LU), Camporgiano (LU), Castelnuovo Garfagnana (LU), Castiglione di Garfagnana (LU), Civitella Paganico (GR), Lucca (LU), Pescaglia (LU), Piazza al Serchio (LU), Pieve Fosciana (LU), Pomarance (PI), Villa Collemandina (LU), Avigliano Umbro (TR), Castiglione in Teverina (VT); infine, Univergas Italia ha ceduto uno dei suoi impianti (localizzato in Abruzzo) a Verducci Distribuzione, che l'ha trasformato a gas naturale una settimana dopo averlo acquisito;

- una cessazione e un avvio: Sagas Blu, che gestiva i due impianti di distribuzione di 2i Rete Gas nei Comuni di Montelparo e di Rotella, a seguito della cessione del primo ad Ascoli Rete Gas (come riferito sopra) e della trasformazione del secondo a gas naturale, dalla fine di ottobre ha smesso di svolgere l'attività di vendita di gas diversi; Sherden Gas Bacino, invece, ha avviato l'attività dal 1° gennaio 2019.

I prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete nel 2019 sono diminuiti quasi del 9%, essendo passati da 37 a 33,7 M(m³), mentre i gruppi di misura alimentati da questi gas sono cresciuti dell'1,9%, superando le 179.000 unità (Tav. 3.41).

In particolare, i volumi di GPL distribuiti sono calati solo del 3,2%, passando da 18,3 a 17,7 M(m³), a fronte di una sostanziale stabilità (0,2%) dei clienti. Una riduzione del 20% si è manifestata nell'aria propanata: i 14,6 M(m³) distribuiti nel 2018 si sono ridotti a 11,7 M(m³); ciò mentre i relativi gruppi di misura hanno registrato un incremento del 7,7%. Anche i gruppi di misura alimentati da altri gas sono lievemente cresciuti (0,6%) rispetto al 2018, così come i volumi distribuiti di tali gas sono aumentati del 4,7%, toccando i 4,4 M(m³).

Rispetto al 2018 il consumo medio unitario si è ridotto a 188 m³ (era 210 m³), ma come sempre restano marcate le differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 133 m³, è, infatti, il più basso, se confrontato con i 266 m³ dell'aria propanata e con i 1.540 m³ degli altri gas.

TAV. 3.41 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m³) e numero di clienti)

TIPO DI GAS	2018		2019		VARIAZIONE 2018-2019	
	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI
GPL	18,3	132.509	17,7	132.795	-3,2%	0,2%
Aria propanata	14,6	40.689	11,7	43.810	-20,0%	7,7%
Altri gas	4,2	2.817	4,4	2.835	4,7%	0,6%
TOTALE	37,0	176.015	33,7	179.440	-8,9%	1,9%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta sempre il GPL, che copre il 52% dei volumi complessivamente erogati e il 74% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che costituiscono il 35% dei volumi distribuiti (e il 24% in termini di gruppi di misura). Gli altri tipi di gas, che rappresentano solo il 2% dei clienti, possiedono una piccola quota (13%) del gas complessivamente distribuito.

La distribuzione regionale nel 2019 (Tav. 3.42) mostra un'evoluzione di consumi e clienti serviti differenziata nei vari territori: in 10 regioni i volumi diminuiscono e in altrettante aumentano.

Calabria, Puglia e Sicilia sono le regioni in cui si sono registrati gli aumenti più ampi dei volumi erogati rispetto al 2018, tutti superiori al 10%. In Puglia e in Sicilia la crescita si è accompagnata anche a un aumento dei clienti, mentre in Calabria si è avuto un lieve decremento dei punti serviti. Situazione analoga in Trentino-Alto Adige dove, a fronte di un aumento dei volumi, si registra un decremento dei clienti.

Abruzzo, Sardegna e Molise sono, al contrario, le regioni che mostrano le riduzioni più elevate nei volumi erogati. In Abruzzo il calo risulta particolarmente rilevante: da circa 301.000 m³ si scende a poco più di 174.000 m³, con anche una riduzione da 3.700 a 3.000 clienti serviti. Questa importante variazione è in gran parte riconducibile alla cessione dell'impianto di Villa Santa Maria (CH) da Univergas Italia a Verducci Distribuzione, che l'ha trasformato a gas naturale pochi giorni dopo averlo acquisito. Questo dettaglio pesa sulla rilevazione, la cui metodologia è tale per cui viene chiesto alle imprese di rendicontare sugli impianti che possiedono al 31 dicembre di ogni anno.

Anche in Sardegna si osserva una significativa riduzione dell'energia erogata (-16,7%), a fronte, però, di un discreto aumento dei clienti (7,9%). Il calo dell'erogato è in parte dovuto ad andamenti climatici non favorevoli, mentre l'incremento del numero dei clienti può essere parzialmente attribuito a un differente conteggio dei contatori inattivi da parte di alcune aziende rispetto agli anni precedenti.

TAV. 3.42 Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in $M(m^3)$ e numero di esercenti, di clienti e di comuni serviti)

REGIONE	2018				2019			
	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI
Piemonte	12	1,54	9.019	86	12	1,48	8.814	84
Valle d'Aosta	3	0,12	639	7	3	0,11	640	7
Lombardia	16	6,20	12.481	60	14	6,39	12.472	59
Trentino-Alto Adige	2	0,27	1.077	8	2	0,29	1.052	8
Veneto	4	0,19	1.241	11	4	0,20	1.244	11
Friuli-Venezia Giulia	4	0,89	2.109	10	5	0,81	2.130	10
Liguria	13	1,69	12.796	73	13	1,54	12.588	73
Emilia-Romagna	17	1,71	10.167	48	14	1,60	10.359	48
Toscana	17	3,62	25.766	138	15	3,45	25.458	137
Umbria	11	0,67	5.643	41	11	0,69	5.636	40
Marche	14	0,67	3.442	39	13	0,65	3.225	35
Lazio	15	1,48	17.857	60	14	1,49	17.578	59
Abruzzo	8	0,30	3.717	12	8	0,17	3.036	11
Molise	2	0,05	277	2	2	0,04	272	2
Campania	3	0,15	1.183	9	3	0,16	1.146	9
Puglia	1	0,03	150	1	1	0,03	151	1
Basilicata	3	0,12	504	3	3	0,13	474	3
Calabria	1	0,11	1.353	5	1	0,12	1.322	5
Sicilia	3	0,06	310	6	3	0,06	313	6
Sardegna	11	17,19	66.284	109	9	14,32	71.530	115
ITALIA	-	37,04	176.015	728	-	33,74	179.440	723

(A) In questa colonna gli esercenti sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In virtù di questi andamenti, le quote regionali nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale presentano qualche novità di rilievo rispetto agli anni passati. Con il 38% dei volumi complessivamente prelevati e il 40% del totale dei clienti alimentati con gas diversi dal gas naturale, la Sardegna (regione ancora non metanizzata) è sempre in testa a tutte le altre regioni italiane. In questa regione il servizio si è ampliato nel 2019 a 6 nuovi comuni, ma rimane concentrato in poco più di un quarto dei comuni esistenti nella regione. Nel 2019, però, la Lombardia (7,1% dei volumi erogati) non è più la seconda regione per importanza dei consumi, in quanto è stata superata da Toscana (15%), Lazio (10%) e Liguria (7,3%).

I comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale nel 2019 sono risultati complessivamente 723, vale a dire il 9,1% dei comuni esistenti al 1° gennaio 2020 nel territorio nazionale (7.904).

Il numero di comuni serviti è diminuito di 5 unità rispetto al 2018, per effetto della soppressione di alcuni comuni, della trasformazione di reti a gas naturale o per l'aggiunta di nuovi comuni serviti. In particolare, si contano: 2 comuni in meno in Piemonte, 4 comuni in meno nelle Marche, 1 comune perso in Lombardia, Toscana, Umbria, Lazio e Abruzzo, 6 comuni in più in Sardegna.

TAV. 3.43 Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2019 (estensione della rete in km)

REGIONE	ESTENSIONE DELLA RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI ^(A)
Piemonte	-	189,4	71,7	95,8%	4,2%
Valle d'Aosta	-	22,1	0,0	93,1%	6,9%
Lombardia	-	132,4	120,5	87,4%	12,6%
Trentino-Alto Adige	-	23,9	3,0	64,4%	35,6%
Veneto	-	27,2	1,0	72,2%	27,8%
Friuli-Venezia Giulia	-	9,1	46,3	85,6%	14,4%
Liguria	0,0	172,1	96,9	98,7%	1,3%
Emilia-Romagna	-	139,5	137,2	90,4%	9,6%
Toscana	0,8	392,8	236,7	93,2%	6,8%
Umbria	0,0	74,1	77,6	79,7%	20,3%
Marche	0,0	41,1	55,3	80,5%	19,5%
Lazio	-	191,6	211,6	95,8%	4,2%
Abruzzo	-	93,4	0,0	81,0%	19,0%
Molise	-	2,3	3,7	100,0%	-
Campania	-	11,2	25,8	100,0%	-
Puglia	-	7,0	0,0	100,0%	-
Basilicata	-	4,1	16,7	100,0%	-
Calabria	-	53,5	0,0	100,0%	-
Sicilia	-	12,2	0,0	100,0%	-
Sardegna	-	1.191,8	1.278,9	75,7%	24,3%
ITALIA	0,8	2.790,6	2.382,9	84,0%	16,0%
- di cui non in funzione	0	14,4	47,8	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.43, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia circa 5.200 km di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui l'82% alimentati a GPL), con circa 60 km non in funzione. Il confronto con i dati relativi al 2018 evidenzia un aumento dell'estensione complessiva delle reti di circa 370 km, per effetto dell'aumento di 280 km sulle reti in bassa pressione e di 97 km su quelle in media pressione, nonché della diminuzione di 8,5 km in alta pressione.

Le variazioni più significative si sono registrate in Sardegna, dove la rete in bassa pressione è cresciuta di 290 km, 73 dei quali in media pressione, e una riduzione di 8 km si è verificata nella rete in alta pressione; gli incrementi sono dovuti in parte all'avvio dell'attività di un nuovo operatore (Sherden Gas Bacino), in parte alla fornitura di dati mancanti negli anni precedenti e in parte alla conversione delle reti in alta pressione ad altro livello di pressione.

La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. I Comuni e le società patrimoniali delle reti risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 16% (in lieve riduzione rispetto agli anni precedenti). Le quote più significative di proprietà dei Comuni si registrano in Trentino-Alto Adige (35,6%), Veneto (27,8%), Sardegna (24,3%), Marche (20,3%) e Friuli-Venezia Giulia (14,4%).

Le 71 imprese attive nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale al 31 dicembre 2019 si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di società a responsabilità limitata (36 casi) e quella di società per azioni (30 casi); le restanti 5 imprese si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alle società in nome collettivo.

TAV. 3.44 Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2019 (volumi in M(m³))

SOCIETÀ	VOLUMI 2019	QUOTA	POSIZIONE NEL 2018
Mediterranea Energia Ambiente (Medea)	11,0	32,5%	2
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	3,8	11,3%	3
Liquigas	3,2	9,6%	4
Eni	3,2	9,4%	5
Sarda Reti Gas	1,5	4,5%	6
ButanGas	1,0	2,9%	16
Centria	0,8	2,4%	7
Carbotrade Gas	0,8	2,3%	9
Autogas Nord	0,6	1,8%	11
2i Rete Gas	0,6	1,7%	10
Beyfin	0,5	1,5%	12
Italgas Reti	0,5	1,4%	13
Società Italiana Gas Liquidi	0,4	1,3%	18
Goldengas	0,4	1,2%	17
Lunigas I.F.	0,4	1,2%	19
Socogas	0,3	1,0%	14
Autogas Riviera	0,3	0,9%	20
Magigas	0,3	0,9%	21
Olivi	0,3	0,9%	22
Sinergas	0,3	0,8%	24
Altri	3,5	10,5%	-
TOTALE	33,7	100%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La concentrazione nel segmento dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete è aumentata nel 2019. Ciò principalmente a causa della cessione delle attività da Isgas, storicamente in prima posizione nella classifica dei distributori/venditori di gas diversi (con una quota pari al 19,6% nel 2018) ad altre due società del gruppo Italgas: a Medea, storicamente la seconda impresa, e a Italgas Reti. Pertanto, la quota dei primi tre operatori è salita al 53,4% dei volumi complessivamente erogati (Tav. 3.44) dal 44,5% del 2018. Le prime cinque imprese contano per il 67,3% (61,9% nel 2018). Per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale, nel 2019 occorre sommare le quote dei primi sei operatori, mentre ne servivano otto nel 2018.

Le prime sei posizioni nella classifica delle imprese per quota di mercato sono, di conseguenza, mutate rispetto al 2018. Il primo operatore è divenuto Medea, la cui quota è salita dal 15,1% del 2018 al 32,5%. Con una quota dell'11,3% (era 15,4% nel 2017) è salito al secondo posto il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in Provincia di Pavia, la cui quota era pari al 9,8% nel 2018. In tale Comune è localizzata la raffineria di Eni, che produce, tra l'altro, gas destinato all'alimentazione della centrale termoelettrica di Ferrera Erbognone (PV), di proprietà di EniPower. Eni, operatore dominante nel settore del gas naturale, sale in quarta posizione nella vendita di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete, con una quota del 9,4%. Nel 2019 le principali novità che si osservano nel *ranking* delle imprese per quota di mercato riguardano ButanGas e Autogas Nord. Entrambe, grazie alle cessioni da altre imprese, hanno registrato un miglioramento nelle proprie posizioni. Come si è visto poco sopra, ButanGas, cresciuta grazie alle cessioni da Inrete ed Essenergia, è salita dalla 16^a alla 6^a posizione, mentre Autogas Nord è salita dall'11° al 9° posto anche attraverso l'acquisizione di Lampogas.

Una minore concentrazione, ma anche qui in lieve aumento, caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 18,3%, Eni con il 10,2% e Sarda Reti Gas con l'8,6%) hanno distribuito il 37,1% del totale; i primi cinque (che si ottengono aggiungendo ai tre menzionati anche Medea e ButanGas) il 49,1%. Nel 2018 la quota dei primi tre operatori (gli stessi) era del 36,2%, mentre quella dei primi cinque (con Centria e Fontenergia al posto degli attuali Medea e ButanGas) era pari al 45,6%.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto

A consuntivo, l'importo medio unitario dell'insieme dei corrispettivi di trasporto applicati dall'operatore principale nell'anno 2018 è risultato pari a 2,86 c€/S(m³)²⁸, in lieve aumento rispetto ai 2,68 c€/S(m³) riscontrati per il 2017, anche per effetto della riduzione nelle quantità di gas trasportato.

Nel marzo 2019 l'Autorità ha approvato²⁹ 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

²⁸ Bilancio Sham Rete Gas.

²⁹ Delibera 29 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

naturale – RTTG). La nuova regolazione attua il regolamento (UE) 460/2017, finalizzato all'armonizzazione delle strutture tariffarie del trasporto del gas all'interno dell'Unione europea (Codice TAR). In tale ottica si è passati dalla metodologia "a matrice", adottata nel 2001, a quella della "distanza (percorsa)³⁰ ponderata per la capacità (impegnata)", prevista dal Codice TAR. Poiché quest'ultimo 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% dei costi di capitale complessivi del sistema. Relativamente ai corrispettivi di uscita, è stata eliminata la differenziazione tra le 6 aree di prelievo in cui era suddiviso il territorio nazionale³¹ ed è stata prevista un'unica distinzione, a seconda che il punto di uscita disti più o meno di 15 chilometri 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), devono essere recuperati attraverso un corrispettivo applicato alle quantità di gas prelevate nei punti di uscita dal sistema.

TAV. 3.45 Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2020

Corrispettivo unitario variabile (commodity) (in €/S(m³))

CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE	
CV _U	0,0038471

Corrispettivi unitari di capacità (in €/anno/S(m³)/giorno)

CP _E – CORRISPETTIVI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	3,336104	Tarvisio	1,347678
Gela	3,059651	Gorizia	1,269090
Passo Gries	1,329998	Melendugno	2,324951
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	1,071598	GNL Cavarzere	0,977737
GNL OLT Livorno	1,329109		
Hub stoccaggio			
Siti di stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage			0,472384
10 hub di aggregazione dei 92 campi di produzione nazionale di gas naturale o biometano			
Produzione Hub 1 – Nord-Occidentale	0,860716	Produzione Hub 2 – Nord-Orientale	0,874678
Produzione Hub 3 – Rubicone	0,904030	Produzione Hub 4 – Falconara	1,026245
Produzione Hub 5 – Pineto	1,196342	Produzione Hub 6 – San Salvo	1,371426
Produzione Hub 7 – Candela	1,576656	Produzione Hub 8 – Monte Alpi	2,041794
Produzione Hub 9 – Crotone	2,331102	Produzione Hub 10 – Galliano	2,856659

(segue)

30 Distanza tra punto di entrata e punto di uscita dalla rete di trasporto del gas.

31 Coincidenti con i 6 ambiti tariffari della distribuzione gas.

CP _U – CORRISPETTIVI DI USCITA			
5 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	2,634365	Passo Gries	2,955869
Gorizia	2,322863	Tarvisio	2,945218
Repubblica di San Marino	1,907283		
Hub stoccaggio			
Siti di stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Italgas Storage			1,048537
Punti di riconsegna per i prelievi sul territorio italiano			
Distanti meno di 15 km dalla rete nazionale	2,369115	Distanti più di 15 km dalla rete nazionale	2,544273

Corrispettivi per il servizio di misura (in €/anno/S(m³)/giorno)

CM	
CM ^T	0,087362
CM ^{CF}	0,504336

Fonte: ARERA.

Le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto del gas naturale presentate dalle imprese per l'anno solare 2020 (Tav. 3.45) sono state approvate³² nel mese di maggio 2019.

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 16:00 del terzo giorno-gas precedente a quello di inizio dell'interruzione;
- per un'interruzione senza preavviso per effetto dell'assenza di un flusso fisico netto in uscita nel punto di riconsegna di Vittorio Veneto (REMI 34569001).

Sono, inoltre, applicate, ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale le seguenti componenti tariffarie aggiuntive³³:

- GS_T, destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore del 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^{FG}, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia 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^{BL}, relativa agli oneri connessi al bilanciamento del sistema del gas;
- CRVST, a copertura degli oneri derivanti dalla nuova disciplina del *settlement* gas.

³² Delibera 28 maggio 2019, 201/2019/R/gas.

³³ Art. 36 dell'allegato A alla delibera 29 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

Il valore di tali componenti viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il trimestre gennaio-aprile 2020, la componente GS_T è pari³⁴ a 0,1135 c€/m³, la RE_T ammonta³⁵ a 1,5940 c€/m³, la UG_{5T} è pari³⁶ a 0,0270 c€/m³, la CRV^{FG} ammonta³⁷ a 0,1283 c€/m³, la CRV^{OS} è pari³⁸ a 0,66 c€/m³, la CRV^{BL} ammonta³⁹ a 0,10 c€/m³, mentre la CRV^{ST} è pari⁴⁰ a 0,27 c€/m³.

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 2020-2023⁴¹. 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 associati ai consumi della catena di rigassificazione, e l'elemento C_{ETS} , a copertura dei costi relativi al sistema di *emission trading*.

Successivamente l'Autorità ha approvato⁴² le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione relative all'anno 2020, 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. 3.46).

TAV. 3.46 Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2020

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C_{gs} (€/m ³ liquido/anno)	4,289767	27,883633	22,983325
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C_{rs} (€/m ³ liquido/anno)	0,124342	-	0,079650
Quota % a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{CP} (per m ³ consegnato)	1,4%	0,65%	0,6%
Corrispettivo unitario a copertura dei costi di natura monetaria associati ai consumi della catena di rigassificazione	C_{CP} (€/m ³ liquido/anno)	1,317506	-	-
Corrispettivo unitario a copertura dei costi relativi al sistema di <i>emission trading</i>	C_{ETS} (€/m ³ liquido/anno)	0,140957	0,134078	0,236464

Fonte: ARERA.

34 Art. 3 della delibera 27 dicembre 2019, 572/2019/R/gas.

35 Art. 3 della delibera 572/2019/R/gas.

36 Art. 3 della delibera 27 dicembre 2019, 578/2019/R/gas.

37 Art. 3 della delibera 572/2019/R/gas.

38 Art. 3 della delibera 26 marzo 2019, 112/2019/R/gas.

39 Punto 7 della delibera 3 agosto 2012, 351/2012/R/gas; punto 2, lettera b) della delibera 19 febbraio 2015, 60/2015/R/gas.

40 Punto 6 della delibera 23 novembre 2017, 782/2017/R/gas.

41 Delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

42 Delibera 18 febbraio 2020, 43/2020/R/gas.

Stoccaggio

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha stabilito⁴³ 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).

Nel dicembre 2019 l'Autorità ha approvato⁴⁴ i ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio del gas naturale relativi all'anno 2020. In esito alla definizione dei ricavi, le società Stogit ed Edison Stoccaggio hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi tariffari (Tav. 3.47), come previsto dalla regolazione. In aggiunta ai corrispettivi suddetti, alla fine del 2017 è stato introdotto⁴⁵ il contributo compensativo per il mancato utilizzo del territorio, a favore alle regioni, fissato in misura pari a 0,00001 €/anno per kWh di capacità di spazio conferita e applicato dal 1° aprile 2018.

TAV. 3.47 Corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio per l'anno 2020

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO
Corrispettivo unitario di spazio c_s	c€/kWh/a	0,097687	0,211538
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione c_i	€/kWh/g/a	6,923429	18,847991
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione c_e	€/kWh/g/a	9,599890	23,245855

Fonte: Stogit ed Edison Stoccaggio.

Occorre evidenziare che i corrispettivi tariffari esposti hanno ormai un'applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario, che insieme assorbono una quota inferiore al 5% della capacità di stoccaggio complessiva.

Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile C^{ST} , applicato alle quantità di gas importato e a quelle derivanti dalla produzione nazionale. Tale parametro è determinato dalla principale impresa di stoccaggio in base al costo del servizio. Per il periodo dal 1° aprile 2019 al 31 marzo 2020 il corrispettivo C^{ST} è pari 0,001219 €/S(m³)⁴⁶.

La capacità di stoccaggio restante (circa 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 2019⁴⁷. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste, aperte alla partecipazione di tutti gli operatori del mercato del gas naturale. I corrispettivi sono determinati con il metodo del prezzo marginale per la prima asta per il servizio di punta stagionale e del *pay-as-bid* per tutte le altre. Nella tavola 3.48 sono sintetizzati gli esiti delle aste effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio tra marzo e agosto del 2019 per l'anno termico 1° aprile 2019-31 marzo 2020.

43 Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

44 Delibera 17 dicembre 2019, 535/2019/R/gas.

45 Punto 3 della delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.

46 Dal sito internet Snam-Stogit.

47 Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

TAV. 3.48 *Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per i servizi di modulazione effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio per l'anno termico 2019-2020 (capacità in M(m³) e prezzo in c€/kWh)*

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE
Stogit	124.281	0,289279
Edison Stoccaggio	9.360	0,257777
TOTALE	133.641	0,287073

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

Distribuzione

Alla fine di dicembre 2019, l'Autorità ha approvato la Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale (RTDG) per il periodo 2020-2023⁴⁸. La nuova regolazione è caratterizzata, tra l'altro, dai seguenti elementi:

- tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) pari al 6,3% sia per l'attività di distribuzione, sia per quella di misura;
- 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.

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 6 ambiti tariffari sono:

- nord-occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- nord-orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna;
- centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- centro-sud-orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata;
- centro-sud-occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La quota fissa (τ_1 , €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione (τ_{1dis}), misura (τ_{1mis}) e commercializzazione (τ_{1cot}). A partire dal 1° gennaio 2015, gli elementi τ_{1dis} e τ_{1mis} sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile (τ_3 , €/m³) è articolata per scaglioni di consumo.

48 Delibera 27 dicembre 2019, 572/2019/R/gas.

TAV. 3.49 Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2020 (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
$\tau 1$ (dis)						
da G4 a G6	38,56	31,95	37,69	32,23	43,32	52,17
da G10 a G40	297,60	246,23	281,47	238,90	333,16	365,40
oltre G40	663,86	613,79	622,77	543,98	728,65	910,68
$\tau 1$ (mis)						
τ da G4 a G6	25,43	21,96	22,78	22,92	27,86	25,23
da G10 a G40	191,97	164,94	166,03	165,85	210,00	172,87
oltre G40	427,46	410,21	366,58	376,83	458,54	429,90
$\tau 1$ (cot)	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84

Fonte: ARERA.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2019 sono stati fissati⁴⁹ nel mese di dicembre dell'anno precedente e sono riportati nella tavola 3.49 (quote fisse $\tau 1$) e nella tavola 3.50 (quota variabile $\tau 3$). Rispetto all'anno precedente le quote fisse nel loro insieme sono aumentate mediamente del 5%, mentre le quote variabili si sono ridotte di circa il 9%.

TAV. 3.50 Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2020 (in c€/m³ e scaglioni di consumo in m³/anno)

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD-ORIENTALE	CENTRO-SUD-OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	7,8322	6,0022	8,3979	10,4114	13,9945	18,7412
481-1.560	7,1686	5,4936	7,6864	9,5293	12,8088	17,1533
1.561-5.000	7,1988	5,5167	7,7188	9,5694	12,8627	17,2255
5.001-80.000	5,3790	4,1221	5,7675	7,1503	9,6111	12,8710
80.001-200.000	2,7247	2,0880	2,9215	3,6219	4,8684	6,5197
200.000-1.000.000	1,3372	1,0248	1,4338	1,7776	2,3893	3,1997
Oltre 1.000.000	0,3720	0,2851	0,3989	0,4945	0,6647	0,8901

Fonte: ARERA.

Vi sono poi le componenti aggiuntive elencate di seguito, espresse in c€/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel secondo trimestre 2020):

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi del gas (0,1186 c€/m³ fino a 200.000 m³/anno e 0,0600 c€/m³ oltre tale soglia)⁵⁰;

49 Delibera 27 dicembre 2019, 571/2019/R/gas.

50 Delibera 27 dicembre 2019, 572/2019/R/com

- UG_{1r} , a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (0,1695 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno e 0,0856 c€/m³ oltre tale soglia)⁵¹;
- UG_{2cr} , di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi⁵²;
- UG_{2kr} , per il riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k effettuata in ottemperanza alla sentenza n. 4825/2016 del Consiglio di Stato (applicata ai clienti con consumi fino a 200.000 S(m³)/anno e in misura pari a 0,2920 c€/m³)⁵³;
- UG_{3INTr} , a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità (0,0833 c€/m³)⁵⁴;
- UG_{3UIr} , a copertura degli oneri connessi a eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il fornitore del servizio di *default* di distribuzione e degli oneri della morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza per i clienti finali non disalimentabili (0,1461 c€/m³)⁵⁵;
- UG_{3FTr} , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto (0,0270 c€/m³)⁵⁶;
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1336 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno e 0,0624 c€/m³ oltre tale soglia)⁵⁷;
- 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 (1,7236 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno e 0,9352 c€/m³ oltre tale soglia)⁵⁸.

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2019 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato pari a 39,2 c€/m³ (Tav. 3.51). Tale prezzo nel 2018 era risultato pari a 40,0 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia presenta una diminuzione di 0,8 c€/m³, corrispondente all'1,9%.

Si riscontra un andamento nettamente differenziato tra i consumatori più grandi (oltre 20 milioni di m³/anno), che presentano un forte calo (-6,8 c€/m³, -23,3%), e tutte le altre classi, che presentano degli aumenti, che vanno da un minimo di un centesimo (+2,2%) per la classe intermedia, con consumi tra 50.000 e 200.000 m³, ai 5,2 c€/m³ (+8,8%) della classe più piccola (consumi fino a 5.000 m³/anno). Quanto sopra fa sì che il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi, stabile sino al 2018 intorno a un valore di 29 c€/m³, nel 2019 salga a 41 c€/m³. Questo divario discende dal fatto che in presenza di consumi più elevati i costi fissi vengono ripartiti su quantità maggiori. In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più alta sui piccoli consumi,

51 *Idem*.

52 La componente UG_{2c} viene applicata ai clienti con consumi fino a 200.000 m³/anno ed è costituita da una quota fissa, pari a -27,01 €/cliente/anno, e una quota variabile (c€/m³) differenziata per scaglione di consumo, i cui valori sono stati definiti da ultimo con la delibera 29 gennaio 2019, 32/2019/R/gas.

53 Delibera 32/2019/R/gas.

54 Delibera 27 dicembre 2019, 578/2019/R/gas.

55 *Idem*.

56 *Idem*.

57 Delibera 572/2019/R/com.

58 *Idem*.

mentre per i clienti più grandi, che sono direttamente allacciati alla rete di trasporto, questa componente non è nemmeno presente. Inoltre, si può ritenere che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionale alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali.

D'altra parte, come già evidenziato nel settore elettrico, occorre considerare che con lo sviluppo del mercato libero si è notevolmente ampliata la gamma delle offerte dei venditori ai clienti finali, che possono quindi scegliere tra pacchetti molto diversi tra loro. Alcuni di questi includono servizi accessori (assistenza, manutenzione, assicurazione ecc.), per cui il prezzo del gas offerto può tenere conto di elementi aggiuntivi rispetto al solo costo del gas stesso. Altre offerte prevedono sconti sulla materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di beni o servizi diversi (sconti al supermercato, sul carburante, sui servizi telefonici ecc). Molti venditori offrono anche formule a prezzo bloccato, i cui meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti (e in particolare dalle attese di quel momento sul futuro andamento dei prezzi dei combustibili), nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tenere conto dei rischi di mutamento del mercato). Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

TAV. 3.51 *Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m³ e classi di consumo annuo in m³)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Inferiore a 5.000	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4
Tra 5.000 e 50.000	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7
Tra 50.000 e 200.000	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7
Tra 200.000 e 2.000.000	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8
Tra 2.000.000 e 20.000.000	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2
Superiore a 20.000.000	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4
TOTALE	42,3	38,9	33,8	34,3	40,0	39,2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.52 *Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2019 (in c€/m³ e classi di consumo annuo in m³)*

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	63,5	52,4	45,4	32,3	-	-	63,2
Condominio uso domestico	57,1	52,4	48,9	40,8	39,1	-	51,6
Attività di servizio pubblico	65,1	50,0	43,9	35,4	28,5	22,1	39,4
Commercio e servizi	62,6	49,7	44,6	38,1	35,2	30,1	46,4
Industria	63,2	50,2	42,2	31,2	26,5	22,6	27,9
Generazione elettrica	72,9	50,0	51,9	41,6	35,9	22,2	23,4
TOTALE	63,4	50,7	44,7	33,8	28,2	22,4	39,2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 3.52 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi per classe e settore di consumo. La classe di consumo con il prezzo più elevato è quella piccola, per le ragioni sopra esposte, mentre quella con il prezzo più basso riguarda i clienti con consumi da 2 a 20 milioni di m³, i quali, come già evidenziato, sono quelli che hanno avuto il minore incremento rispetto all'anno precedente. Relativamente ai diversi settori, la media complessiva di ciascuno (ultima colonna a destra) dipende dalla ripartizione dei volumi venduti tra le classi dimensionali. Per quanto detto sopra i domestici, caratterizzati dalla prevalenza dei consumi unitari più bassi, presentano un prezzo medio totale più elevato, mentre per la ragione opposta l'industria e la generazione elettrica registrano prezzi complessivi più bassi. Si trovano in una condizione intermedia i condomini, le attività di servizio pubblico e quelle commerciali.

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 di città e gas naturale" che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità. L'incidenza di tale segmento di consumo quest'anno è diminuita di oltre mezzo punto, passando dal 2,36% all'1,83% dell'intero paniere. Il segmento "Gas di città e gas naturale" è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende anche un altro segmento di consumo sottoposto alla regolazione dell'Autorità, ovvero l'energia elettrica. Poiché anche il peso del segmento "Energia elettrica" è diminuito (come si è visto nel Capitolo 2 di questo Volume), l'incidenza dei "Beni energetici regolamentati" è scesa sensibilmente, passando dal 4,53% del 2019 al 3,77% di quest'anno.

TAV. 3.53 Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale" (numeri indice 2015 = 100 e variazioni percentuali)

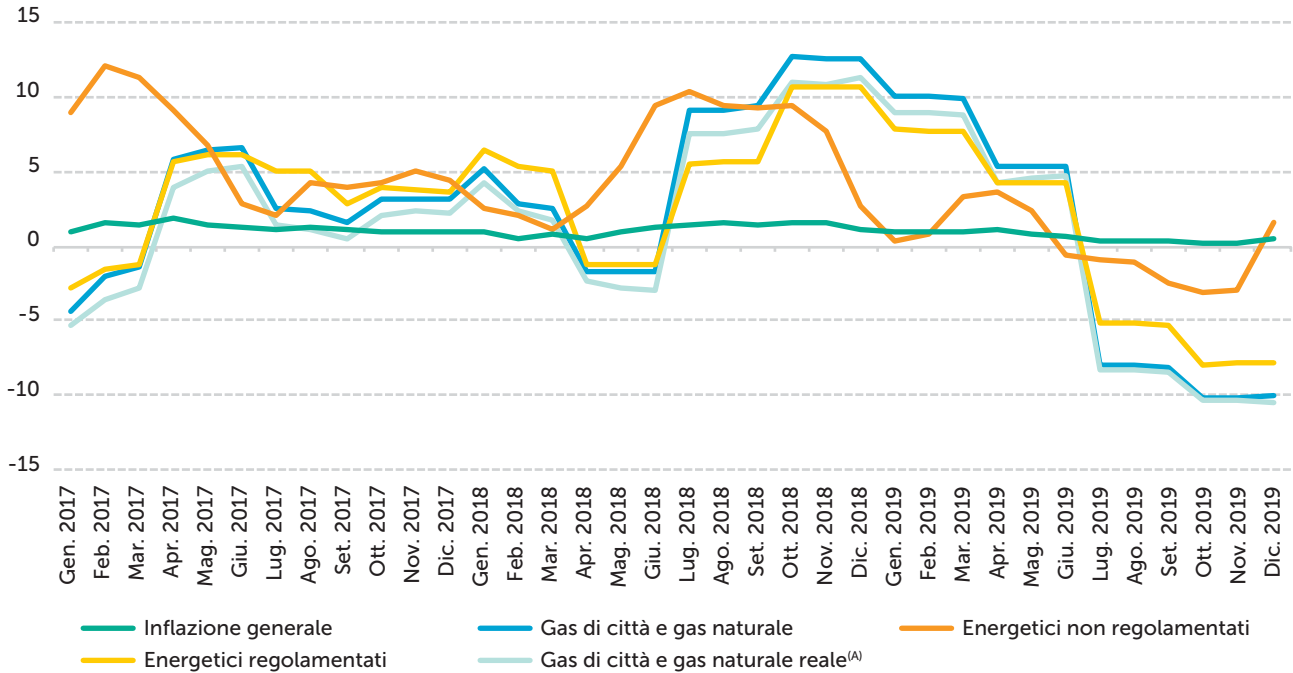
MESI	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE
Gennaio	107,5	10,0%	102,4	0,9%	105,0	9,1%
Febbraio	107,5	10,0%	102,5	1,0%	104,9	9,0%
Marzo	107,6	9,9%	102,8	1,0%	104,7	8,8%
Aprile	97,9	5,4%	103,0	1,1%	95,0	4,3%
Maggio	97,7	5,4%	103,0	0,8%	94,9	4,6%
Giugno	97,7	5,4%	103,1	0,7%	94,8	4,7%
Luglio	91,6	-8,0%	103,1	0,4%	88,8	-8,4%
Agosto	91,6	-8,0%	103,5	0,4%	88,5	-8,4%
Settembre	91,6	-8,2%	102,9	0,3%	89,0	-8,5%
Ottobre	94,5	-10,3%	102,8	0,2%	91,9	-10,4%
Novembre	94,6	-10,2%	102,6	0,2%	92,2	-10,4%
Dicembre	94,7	-10,2%	102,8	0,5%	92,1	-10,6%
ANNO 2019	97,9	-1,0%	102,9	0,6%	95,2	-1,6%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

Il tasso di variazione a 12 mesi dell'indice dei prezzi "Gas di città e gas naturale", che aveva iniziato ad assumere valori positivi nel luglio 2018, è tornato a valori negativi. In media d'anno, nel 2019 il prezzo del gas risulta diminuito dell'1% rispetto al 2018 (Tav. 3.53). Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dello 0,6%, in termini reali la variazione del gas risulta negativa in misura pari all'1,6%.

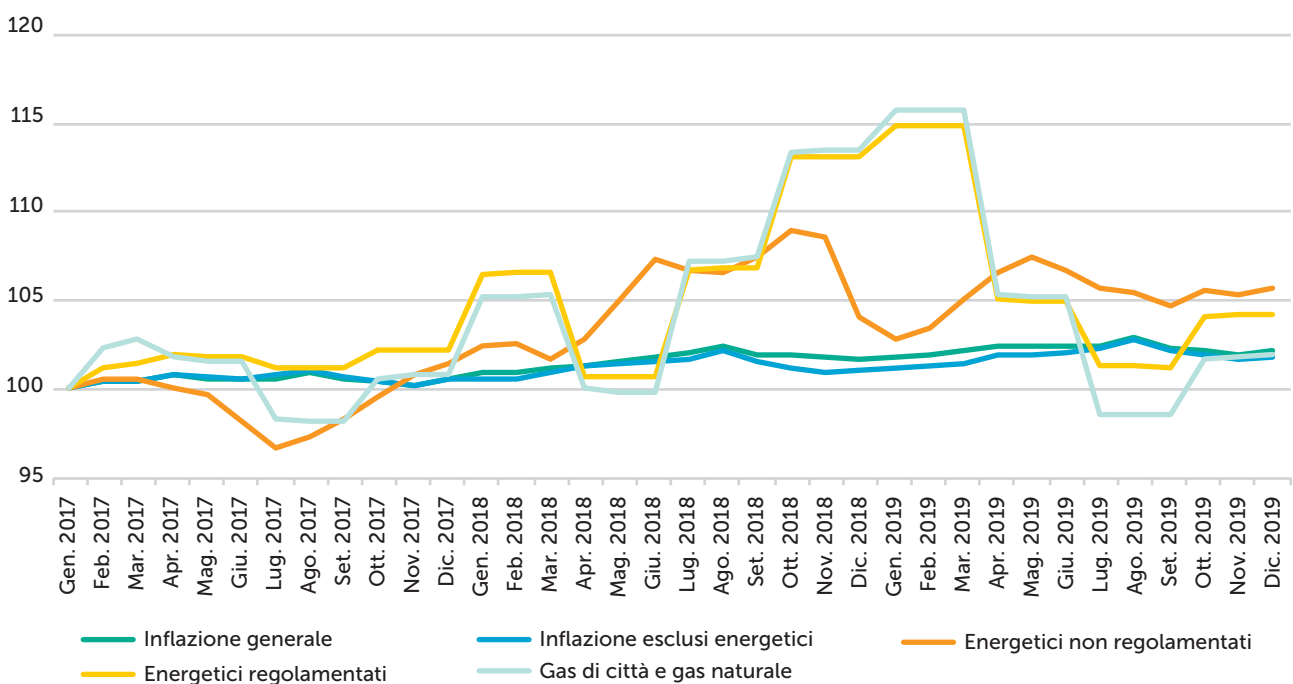
FIG. 3.19 *Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni: variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo*



(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.

FIG. 3.20 *Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni (numeri indice base gennaio 2017 = 100)*



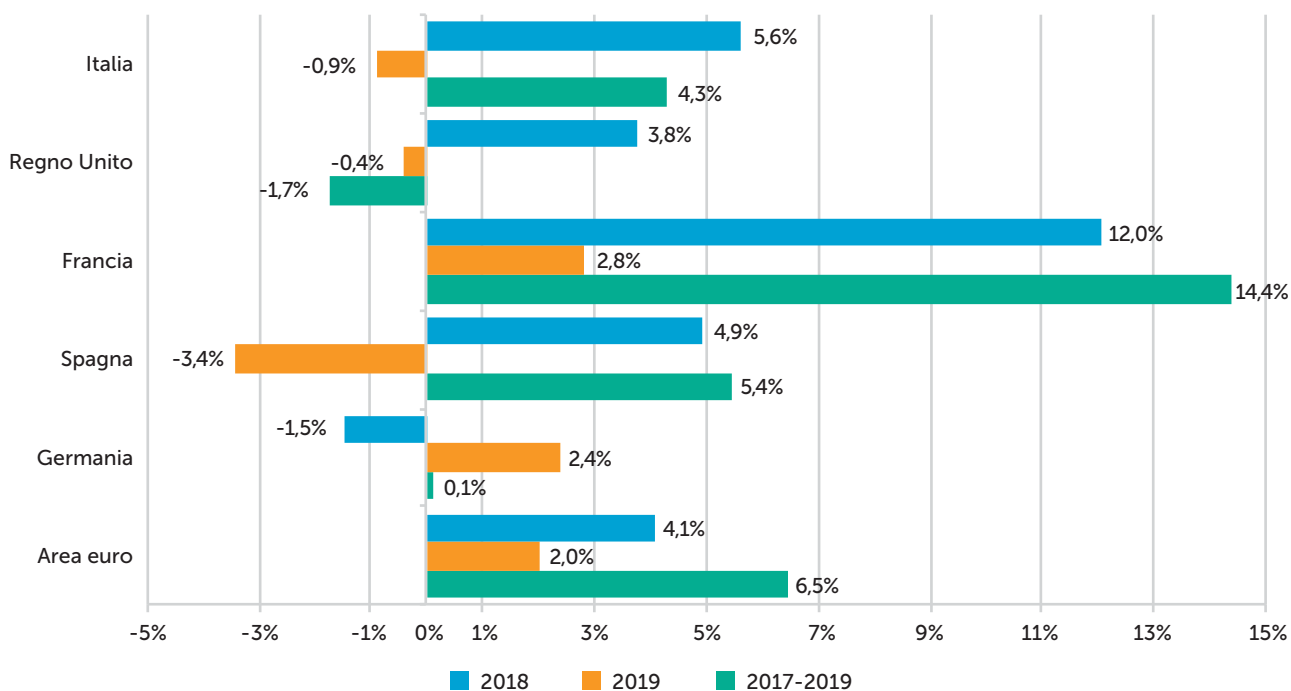
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - indici nazionali.

Gli aumenti sono proseguiti nel primo trimestre 2019, nel quale il tasso di variazione a 12 mesi è risultato pari al 10%.

L'evoluzione appena descritta è in linea con il *trend* che si registra per i beni energetici regolamentati a partire dal 2016, che a partire dalla seconda metà del 2018 mostrano oscillazioni più marcate di quelle dei beni energetici non regolamentati (Fig. 3.19). Il livello dell'indice del gas a fine 2019 è sugli stessi livelli di gennaio 2017 (Fig. 3.20), e inferiore di circa il 18% rispetto al massimo storico di gennaio 2013.

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 da Eurostat (Fig. 3.21). Quest'analisi mostra come nel 2019 il gas abbia registrato in Italia una diminuzione dello 0,9%, che si contrappone ai lievi aumenti della media dell'Area euro (2%) e dei suoi due principali paesi (Francia, +2,8%, e Germania, +2,4%), mentre presentano delle diminuzioni la Spagna (-3,9%) e, fuori dall'Area euro, il Regno Unito (-0,4%). Considerando le variazioni di prezzo negli ultimi tre anni, l'Italia presenta un aumento del 4,3%, che risulta inferiore alla media dell'Area euro (+6,5%), alla Spagna (+5,4%) e alla Francia (+14,4%); presenta una sostanziale invarianza la Germania (+0,1%), mentre, all'infuori dell'Area euro, risulta in controtendenza il Regno Unito (-1,7%).

FIG. 3.21 *Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei: variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2017-2019*



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

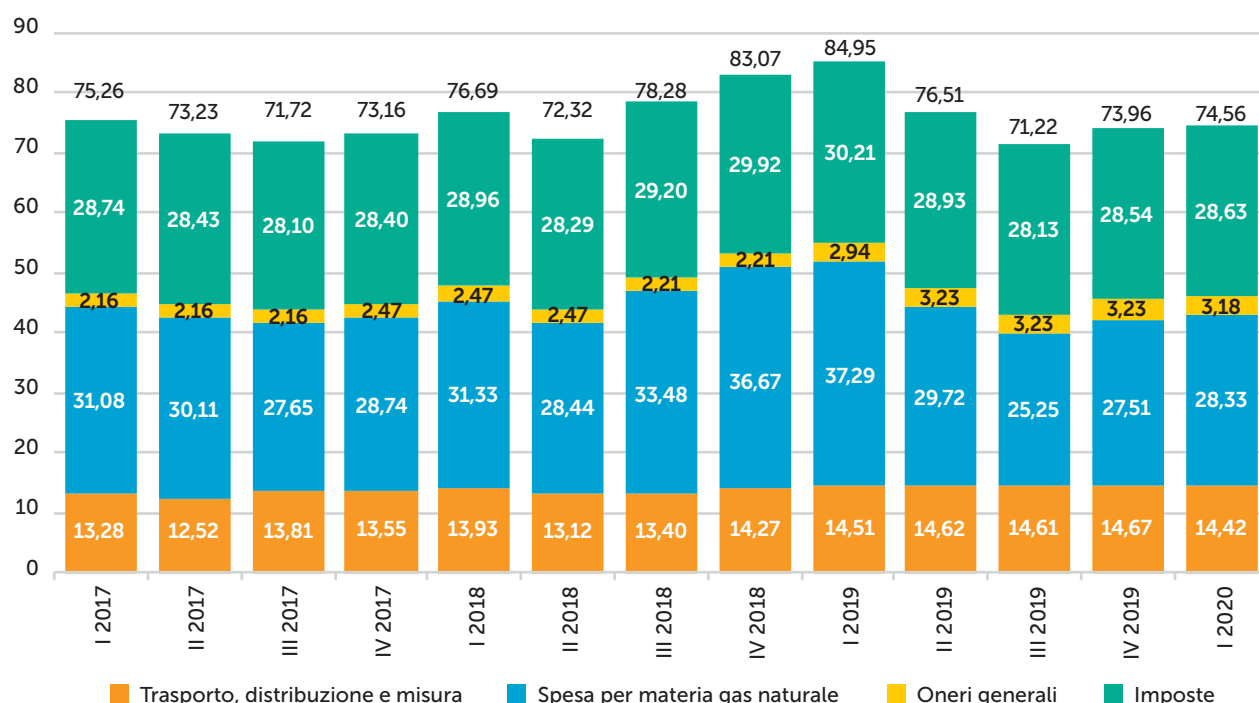
Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo (Fig. 3.22). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura⁵⁹ 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 m³ e da un impianto di riscaldamento autonomo. Tale prezzo è calcolato utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che per la distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, che è quello avente la maggiore incidenza.

Il prezzo del gas per il consumatore domestico tipo è aumentato continuamente sino al primo trimestre 2013, durante il quale ha raggiunto un valore massimo di 92,78 c€/m³.

Nel secondo trimestre 2013 è iniziato un percorso di discesa, dovuto principalmente alla riduzione della componente materia prima, grazie all'attuazione della prima fase della riforma del sistema di calcolo. La riforma ha disposto che, a fini dell'aggiornamento di tale componente, il riferimento all'andamento del prezzo del petrolio, quale risultante dai contratti a lungo termine, venisse progressivamente sostituito con l'andamento dei prezzi risultanti nei mercati a breve termine del gas (mercati *spot*), caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta⁶⁰.

FIG. 3.22 Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³; in c€/m³)



Fonte: ARERA.

⁵⁹ Introdotte con la delibera 4 dicembre 2003, 138/03 e attualmente disciplinate dall'allegato A (TIVG) alla delibera 29 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

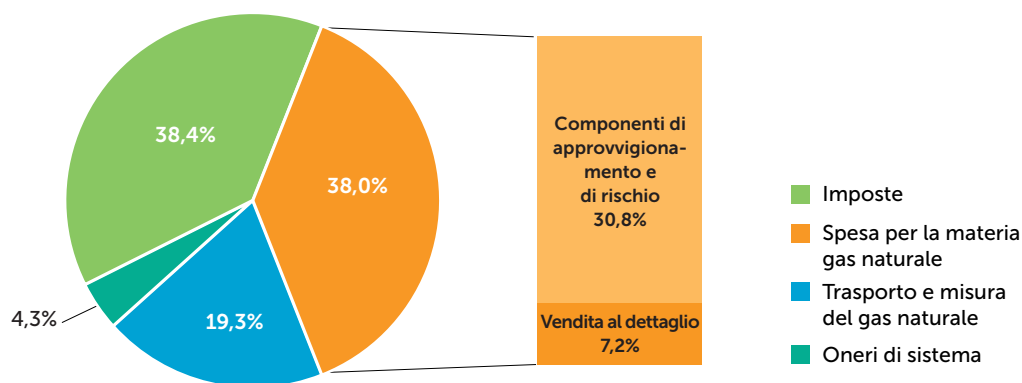
⁶⁰ Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (c.d. "Cresci Italia"), come convertito dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, l'Autorità, con la delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/Gas, ha previsto che dal secondo trimestre 2013 l'aggiornamento della materia 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).

Nel quarto trimestre 2013 il processo di riforma della metodologia di calcolo delle condizioni di fornitura del servizio di tutela ha trovato pieno compimento. Il riferimento ai contratti a lungo termine del petrolio è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine del gas.

Il nuovo sistema di calcolo della materia prima e la progressiva contrazione della domanda internazionale di gas hanno determinato una sistematica tendenza alla riduzione del prezzo del consumatore tipo, intervallata solo momentaneamente dai rialzi che si verificano all'approssimarsi del periodo invernale, per gli effetti della stagionalità dei consumi sui mercati *spot*. Tale andamento si è protratto sino al primo trimestre 2016 e ha originato, a partire dall'attuazione della prima fase della riforma (aprile 2013)⁶¹, una diminuzione di 23,4 c€/m³ (oltre il 25%) nel prezzo complessivo. Dalla metà del 2016 è iniziata una nuova fase che, al netto delle oscillazioni di tipo stagionale, è caratterizzata da una tendenza di fondo crescente. In virtù di questa nuova tendenza al rialzo, che è in linea con gli andamenti degli ultimi anni dei mercati energetici internazionali, nel primo trimestre del 2019 si è giunti a un massimo di 84,95 c€/m³, che risulta superiore al minimo registrato nel secondo trimestre 2016 in misura pari al 22,4%.

Nel secondo trimestre 2019 vi è stata una nuova inversione di tendenza, determinata dal brusco abbassamento delle quotazioni nei mercati all'ingrosso del gas naturale, che hanno determinato una forte diminuzione nella componente relativa all'approvvigionamento della materia prima, la cui entità (-23%) è molto superiore alle flessioni di natura stagionale registrate nello stesso periodo degli anni precedenti. Nell'ultimo trimestre del 2019 e nel primo del 2020 si sono verificati i consueti rialzi della stagione invernale, che hanno assorbito comunque solo un terzo del forte calo dei mesi precedenti.

FIG. 3.23 Composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo^(A)



(A) Valori percentuali al 1° gennaio 2020; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³.

Fonte: ARERA.

Al 1° gennaio 2020 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ di gas e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.23) è composto per il 61,6% da componenti a copertura dei costi e per il restante 38,4% dalle imposte che gravano sul settore del 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 38%, i costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura per il 19,3%, mentre gli oneri di sistema⁶² (perequazione

61 Completamento avvenuto con l'elevazione al 20% della quota della materia prima aggiornata in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* olandese TTF (delibera 125/2013/R/gas).

62 La classificazione 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).

della vendita al dettaglio, morosità per i servizi di ultima istanza e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo di fonti rinnovabili) rappresentano il 4,3%.

La tavola 3.54 mostra, infine, il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. I valori dell'accisa ordinaria, riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo, sono quelli in vigore al 1° gennaio 2020. Si tratta delle aliquote stabilite ai sensi del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che, nel recepire la direttiva europea 2003/96/CE, ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

TAV. 3.54 Imposte sul gas per fasce di consumo annuo (a marzo 2020; c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA)

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^(B)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
– zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
– zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
– zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia-Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	2,20000	3,09870	3,09870	3,09870	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
– territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
– altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
– zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
– altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Basilicata	1,90000	2,58228	2,58228	2,58228	0,62490	0,62490
Calabria	1,90000	2,58200	2,58200	3,09900	0,62490	0,51650
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	22	22	10^(C)	10^(C)

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle Regioni a statuto ordinario; non si applica nelle Regioni a statuto speciale. La 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 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) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota è quella ordinaria.

Fonte: elaborazione ARERA.

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilito dal 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 2011⁶³ 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 tale componente all'inizio di ogni mese, sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano relative al mese precedente

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, l'Autorità ha disposto⁶⁴ che il valore di tale elemento venga 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. Nella componente 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.

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)⁶⁵. Ai sensi della 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 2015⁶⁶, introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, pari a 36 euro per punto di riconsegna per anno⁶⁷.

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.24. Le variazioni del prezzo sono determinate essenzialmente dalle oscillazioni della componente materia prima, che riflette la volatilità delle quotazioni internazionali del propano e in meno di sei mesi è passata dal massimo di 108 c€/m³ del novembre 2018 al minimo di 69 c€/m³ del febbraio 2019.

La figura 3.25 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL al 1° gennaio 2020. A tale data, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m³ di GPL è pari a 353 c€/m³ e risulta costituito per il 71,3% da componenti a copertura dei costi e per il restante 28,7% dalle imposte. Il

63 Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

64 Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.

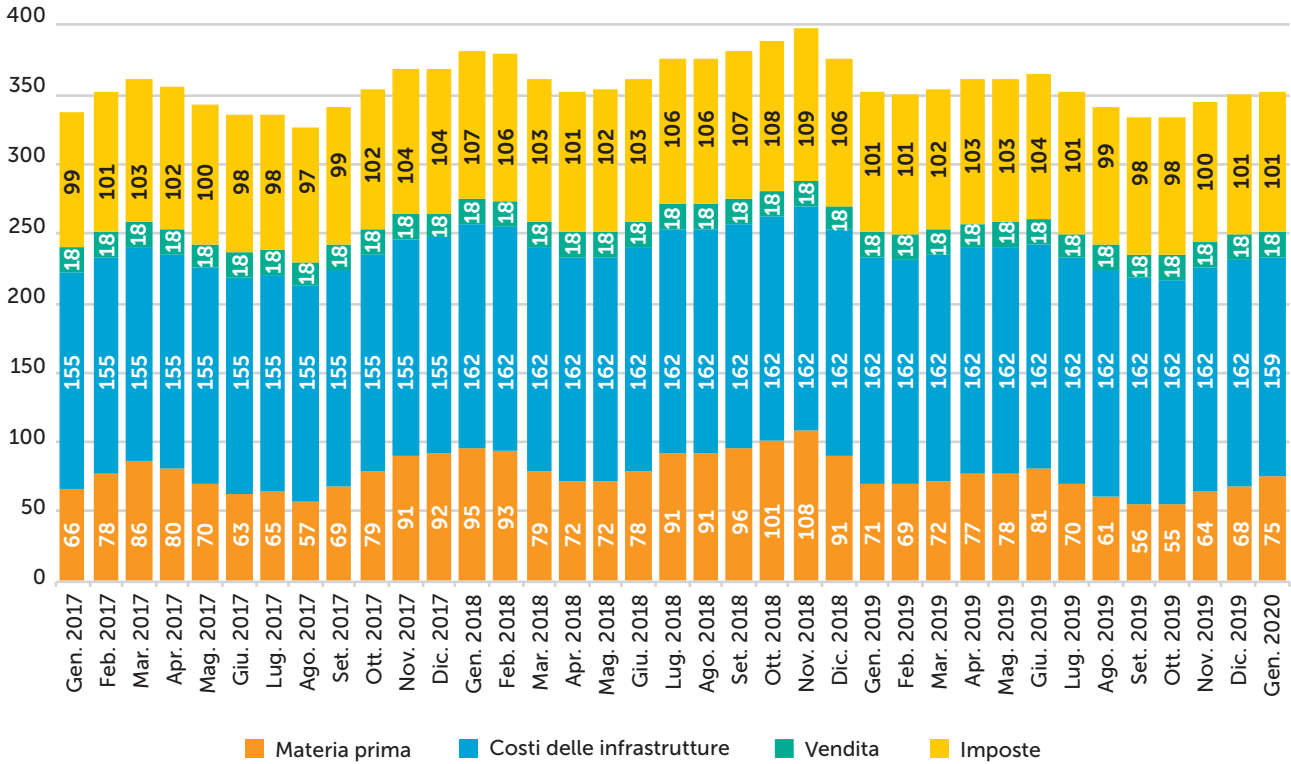
65 Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

66 Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.

67 Valore confermato dalla delibera 28 dicembre 2017, 926/2017/R/gas, per gli anni 2018 e 2019.

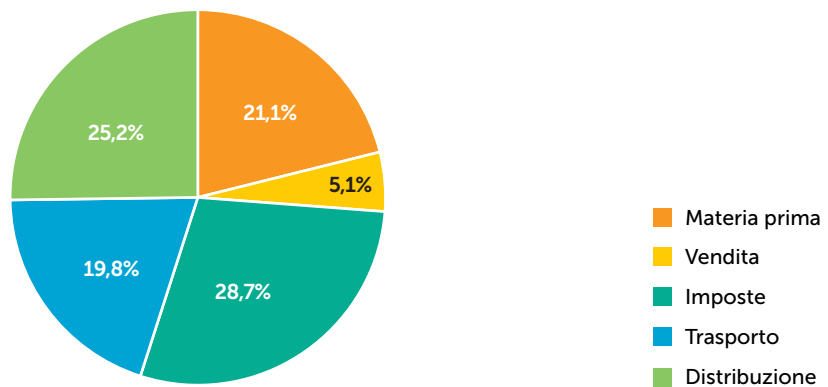
costo della materia prima incide sul valore complessivo del GPL per il 21,1%, la commercializzazione al dettaglio pesa per il 5,1%, la distribuzione locale incide per il 25,2%, mentre i costi di trasporto a monte dell’impianto di distribuzione costituiscono il 19,8%.

FIG. 3.24 Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (in c€/m³; famiglia con consumo annuo di 200 m³)



Fonte: ARERA.

FIG. 3.25 Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo^(A)



(A) Valori percentuali al 1° gennaio 2020; famiglia con consumo annuo di 200 m³.

Fonte: ARERA.

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 2018-2019 è disciplinata dalla delibera 1° febbraio 2018, 43/2018/R/gas. Le tavole riportate in queste pagine illustrano l'andamento relativo alle attività regolamentate da tale delibera con riferimento all'anno solare 2019. Nello specifico, gli aspetti che riguardano la sicurezza del servizio di trasporto sono illustrati nelle tavole dalla 3.55 alla 3.60.

TAV. 3.55 Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2019 (in km)

ATTIVITÀ	RETE	DI CUI NON PROTETTA CATODICAMENTE ^(A)
Estensione della rete al 31 dicembre 2018	34.888,0	78,1
Estensione della rete al 31 dicembre 2019	34.929,9	-
Lunghezza della rete sottoposta a sorveglianza con automezzo	9.913,0	0,0
Lunghezza della rete sottoposta a sorveglianza pedonale	4.811,6	7,1
Lunghezza della rete sottoposta a vigilanza aerea	20.178,0	-
Lunghezza della rete ispezionata con "pig" ^(B)	1.578,0	0,0
TOTALE RETE ISPEZIONATA	36.480,6	7,1
Percentuale di rete ispezionata con "pig"	4,5%	-

(A) Rete che al 31 dicembre 2018 era non protetta catodicamente o in protezione catodica non efficace.

(B) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.56 Protezione catodica delle reti nel 2019

ATTIVITÀ	Km
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	34.819,9
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	90,5
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	10,0
ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO	34.920,4
Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace	99,7%

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.57 Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2019

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.411
Sistemi non telesorvegliati	36
Percentuale di sistemi telesorvegliati	98,9%
Punti di misura telesorvegliati	15.622
Punti di misura non telesorvegliati	23.201
Percentuale di punti di misura telesorvegliati	40,2%

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.58 Impianti di odorizzazione nel 2019

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto al 31 dicembre 2019	5.624
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto a cui odorizzare il gas riconsegnato	2.321
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	195
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	10

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.59 Emergenze di servizio nel 2019

CAUSE	NUMERO DI FUORI SERVIZIO
Per eventi naturali	4
Per causa di terzi	1
Per causa dell'impresa di trasporto	5
Mancata copertura del fabbisogno di gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0
TOTALE	10

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.60 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2019, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	153
Adesioni delle imprese distributrici	146
TOTALE ADESIONI	299

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole dalla 3.61 alla 3.64 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 tanto a seguito quanto non a seguito di emergenze di servizio), al monitoraggio della pressione ai punti di riconsegna e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna.

TAV. 3.61 Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2019

TIPOLOGIA	INTERRUZIONI	UTENTI COINVOLTI	CITY GATE COINVOLTI	DURATA MEDIA (ORE)	INTERVENTI CON CARRO BOMBOLAIO ORGANIZZATI E ATTIVATI DALL'IMPRESA DI TRASPORTO
Interruzioni con preavviso	536	7.635	236	13,9	177
Interruzioni senza preavviso dovute a emergenze di servizio	27	297	10	276	14
Interruzioni senza preavviso non dovute a emergenze di servizio	4	44	1	27	1

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.62 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2019, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	160
Adesioni delle imprese distributrici	146
TOTALE ADESIONI	306

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.63 Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2019 (numero di punti di riconsegna (PdR) con capacità conferita indicata in $S(m^3)/giorno$)

TIPOLOGIA	RILEVAZIONE IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA		RILEVAZIONE NON IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA	
	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA ≥ 100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA < 100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA ≥ 100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA < 100.000
PdR attivi al 31 dicembre 2019 relativi a clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	202	408	3	3.627
PdR attivi al 31 dicembre 2019 relativi a city gate	524	707	6	3.030

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.64 Casi di mancato rispetto nel 2019 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna

CASISTICA	NUMERO
IN BASE ALLA CAUSA	
Causa di forza maggiore	0
Causa di terzi	0
Causa dell'impresa di trasporto	25
PER TIPO DI PUNTO DI RICONSEGNA	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	20
City gate	5
TOTALE	25

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

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.

Nella tavola 3.65 sono riportati i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per gli utenti del servizio di trasporto.

TAV. 3.65 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2019 (numero di richieste e di indennizzi, tempo in giorni)*

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione irricevibile per il trasferimento di capacità	1 giorno lavorativo	6	0,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato	2 giorni lavorativi	77	0,4	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti	40 giorni lavorativi	226	33,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative all'attività di discatura dei punti di riconsegna	3 giorni lavorativi	456	1,3	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura	15 giorni lavorativi	27	9,1	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di riprogrammazione degli interventi manutentivi	5 giorni lavorativi	23	3,1	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al servizio di trasporto	20 giorni lavorativi	428	9,0	0
TOTALE	-	1.243	-	0

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

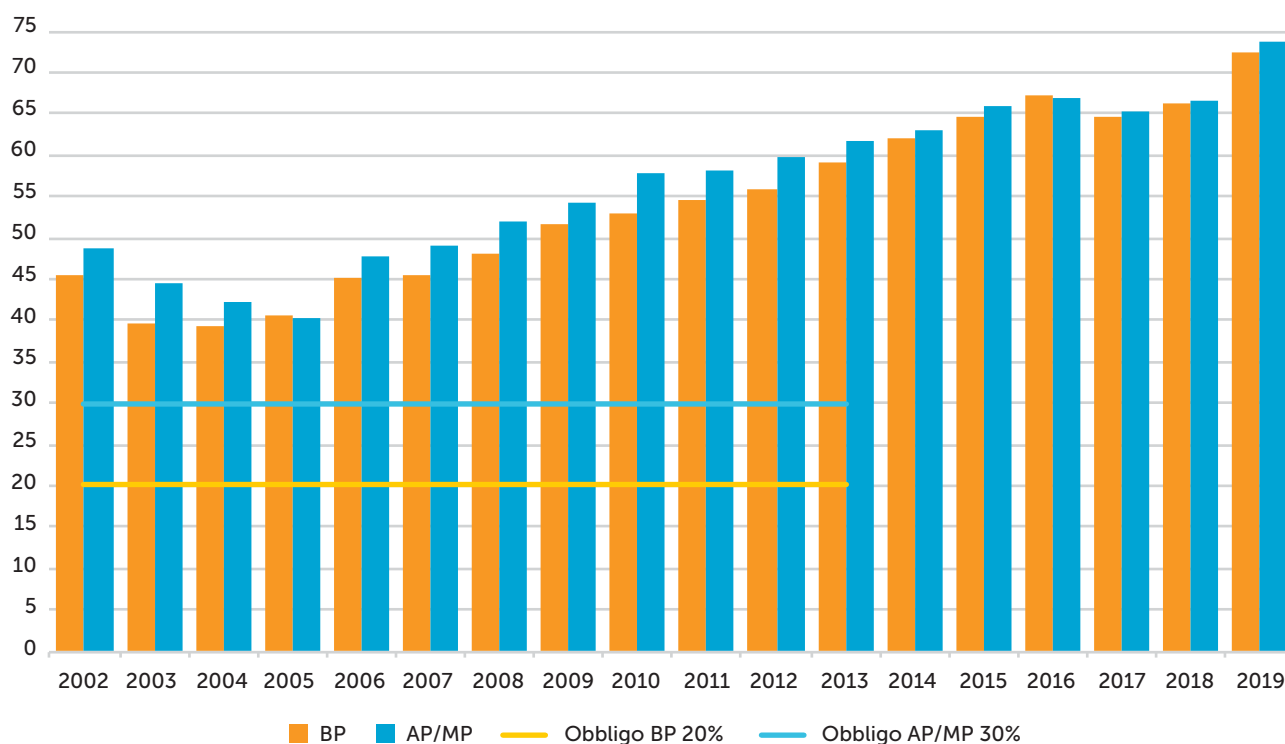
La parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG)⁶⁸ disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, 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, come fine ultimo, la salvaguardia delle persone e delle cose.

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza nel settore del gas, alcuni (laddove possibile) a partire dal 2002, altri con stretto riferimento all'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione Annuale*.

⁶⁸ Approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, sulla Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019.

La figura 3.26 mostra la quantità di rete ispezionata annualmente per il periodo 2002-2019. In particolare, fino al 2013 la regolazione prevedeva un obbligo minimo annuo, dal 2014 ha introdotto un obbligo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel quadriennio (rete in bassa pressione, BP) mobile. Per esigenze di comparazione con le *performance* registrate fino al 2013, il dato è esposto come percentuale annuale di rete ispezionata anche per il periodo 2014-2019. Per il 2019 si registrano un aumento rispetto al 2018 e comunque livelli di percentuale di rete ispezionata superiori a quelli rilevati prima del 2014. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete, favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

FIG. 3.26 Percentuale di rete ispezionata dal 2002

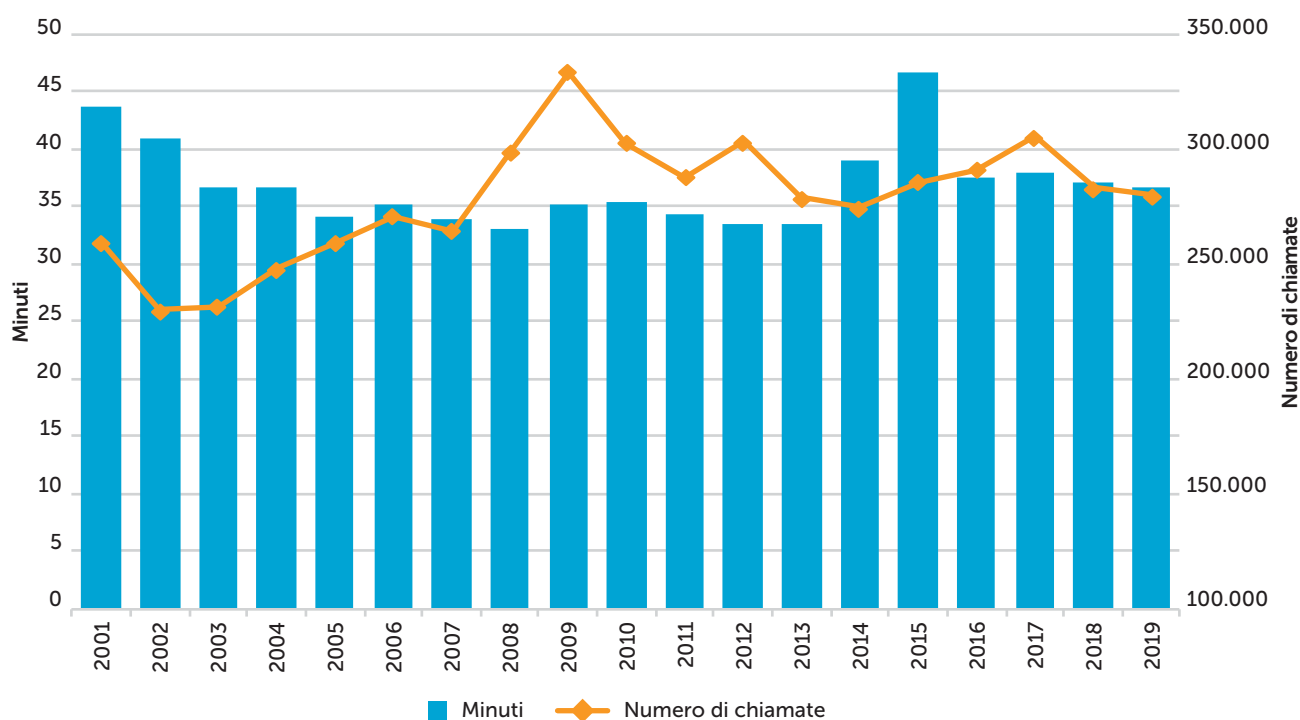


Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Con riferimento al tema degli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.27 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) nel 2019. Il valore medio nazionale è pari a circa 36,5 minuti, lievemente diminuito rispetto al 2018. 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 dalla RQDG a partire dal 1° luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento del gas delle aziende e 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 pronto intervento del 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. 3.27 Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001 (numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata in minuti)

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Le tavole 3.66 e 3.67 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2018 e 2019, suddivise per localizzazione, cioè a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la ripartizione 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, comprende le dispersioni di massima pericolosità e che richiedono una riparazione immediata, o comunque entro le 24 ore successive al momento della loro localizzazione.

TAV. 3.66 Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	497	749	887	935	3.068
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	181	204	359	730	1.474
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.893	178	429	1.506	5.006
Su gruppo di misura	2.347	24	77	540	2.988
TOTALE ANNO 2018^(A)	5.918	1.155	1.752	3.711	12.536
Su rete	494	539	1.178	1.161	3.372
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	515	456	697	943	2.611
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.008	371	1.295	6.774	10.448
Su gruppo di misura	1.676	31	76	545	2.328
TOTALE ANNO 2019	4.693	1.397	3.246	9.423	18.759

(A) I valori del 2018 includono rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.67 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	1.268	356	362	629	2.615
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	2.591	739	596	1.140	5.066
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	24.647	4.919	4.595	33.277	67.438
Su gruppo di misura	10.226	1.731	1.581	13.495	27.033
TOTALE ANNO 2018^(A)	38.732	7.745	7.134	48.541	102.152
Su rete	1.301	302	366	674	2.643
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	2.231	712	596	1.061	4.600
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	21.048	4.745	3.845	31.737	61.375
Su gruppo di misura	8.174	1.496	1.462	10.418	21.550
TOTALE ANNO 2019	32.754	7.255	6.269	43.890	90.168

(A) I valori del 2018 includono rettifiche dei dati.

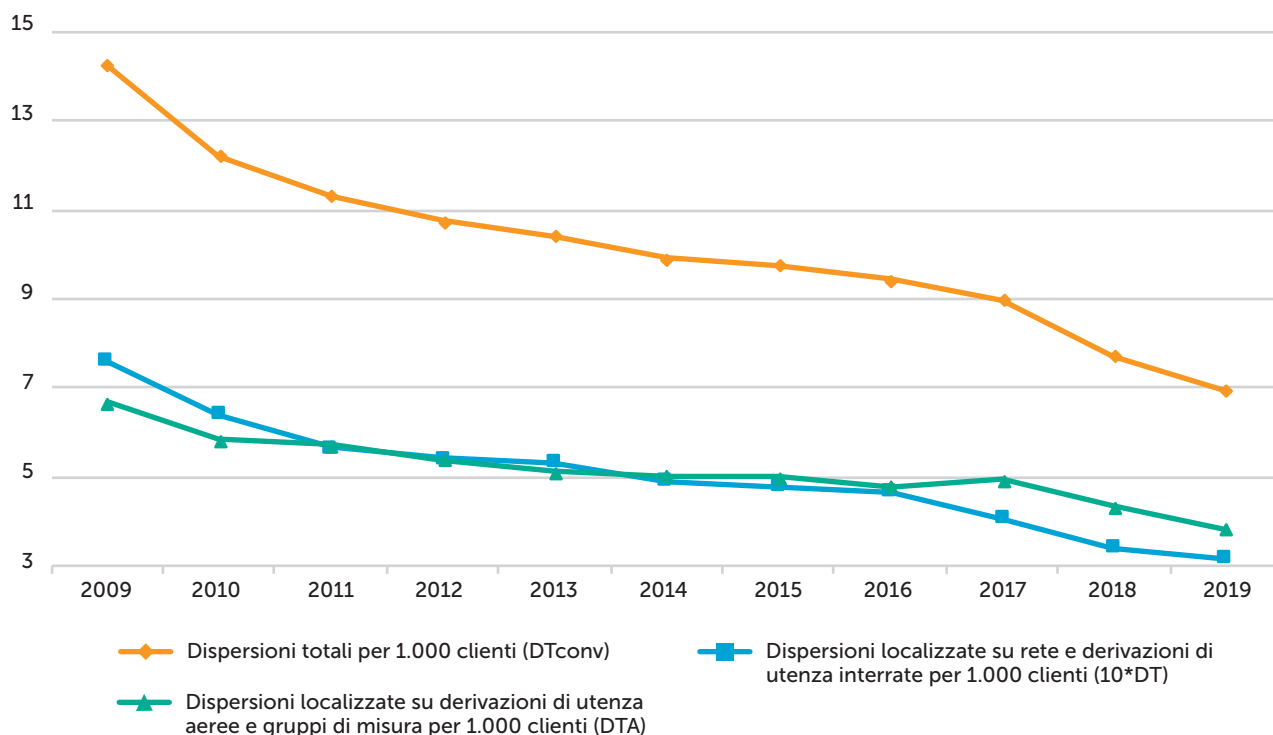
Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2018 al 2019:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti aumentano da 12.536 a 18.759; crescono le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (passando dalle 4.542 del 2018 alle 5.983 del 2019) e le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passando dalle 7.994 del 2018 alle 12.776 del 2019);
- nel 2019 diminuiscono le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi, passando da 102.152 a 90.168; in particolare, sono diminuite le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose (passando dalle 7.681 del 2018 alle 7.243 del 2019); si registra, inoltre, una diminuzione delle dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (che passano dalle 94.471 del 2018 alle 82.925 del 2019);
- disaggregando il dato relativo a queste ultime, sono diminuite le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea (da 67.438 nel 2018 a 61.375 nel 2019); sono, infine, diminuite anche le dispersioni relative ai gruppi di misura (da 27.033 nel 2018 a 21.550 nel 2019).

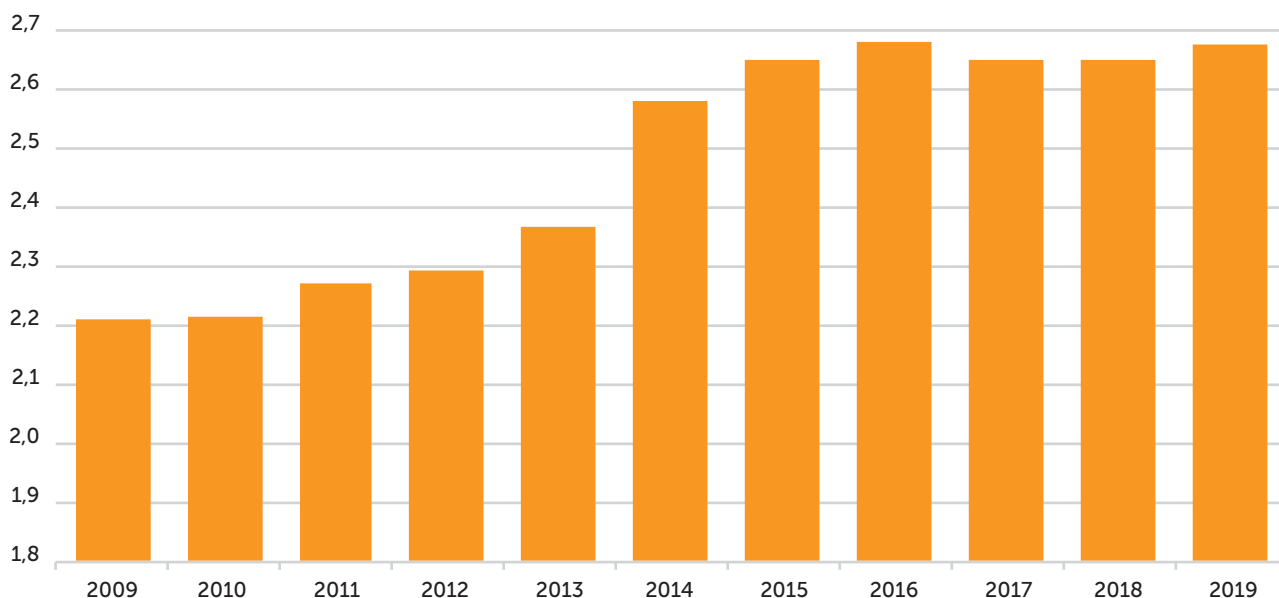
Il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti, e per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione incentivante, evidenzia (Fig. 3.28) una diminuzione per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), di norma più pericolose, e per quelle su rete aerea (DTA). Il DTconv è in costante diminuzione.

FIG. 3.28 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti (impianti soggetti a regolazione incentivante)

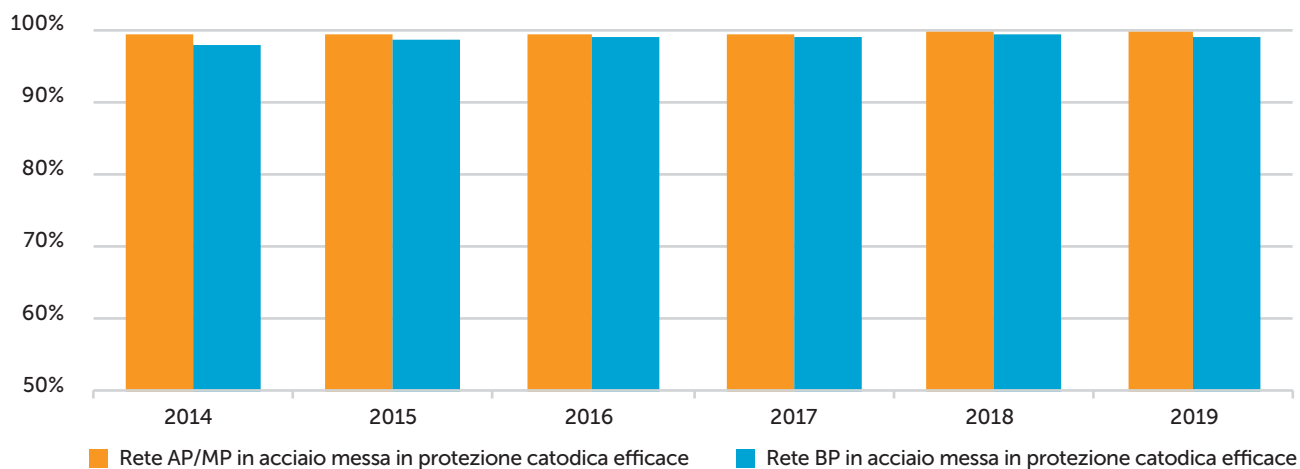


Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

FIG. 3.29 Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti (impianti soggetti a regolazione incentivante)



Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

FIG. 3.30 Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

La figura 3.29 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti. Nel 2019 le misure aumentano lievemente.

Ogni anno, a partire dal 2004, l'Autorità effettua una campagna di controlli sulla qualità del gas. Parallelamente, è stato stabilito un meccanismo incentivante per quanto riguarda l'aumento del numero di odorizzazioni rispetto a quello minimo fissato dalla RQDG. Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità. Il meccanismo, tuttavia, limita il premio massimo in corrispondenza di un numero di misure del grado di odorizzazione superiore a tre volte quello minimo previsto.

La figura 3.30 riporta, invece, la percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace, suddivisa per alta/media e bassa pressione.

Passando alle *performance* delle grandi imprese di distribuzione per l'anno 2019, le tavole dalla 3.68 alla 3.72 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 3.68, in particolare, fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate sull'impianto è nettamente maggiore di quello registrato a valle del punto di consegna. Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni 1.000 clienti finali pari, rispettivamente, a 13,19 per le chiamate sull'impianto di distribuzione e a 1,35 per le chiamate a valle del punto di consegna.

TAV. 3.68 Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2019

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	6.731.127	85.817	12,75	8.771	1,30	94.588
2I Rete Gas	4.305.843	57.304	13,31	2.903	0,67	60.207
Unareti	1.211.083	13.339	11,01	1.887	1,56	15.226
Inrete Distribuzione Energia	1.117.409	13.168	11,78	1.826	1,63	14.994
Toscana Energia	796.575	16.771	21,05	1.517	1,90	18.288
Ireti	715.343	8.566	11,97	810	1,13	9.376
AcegasApsAmga	478.001	3.297	6,90	1.236	2,59	4.533
Centria	418.991	4.937	11,78	763	1,82	5.700
Ap Reti Gas	343.456	3.381	9,84	493	1,44	3.874
Erogasmet	277.326	3.817	13,76	395	1,42	4.212
LD Reti	265.989	4.120	15,49	1.027	3,86	5.147
Retipiù	207.330	3.136	15,13	305	1,47	3.441
Lereti	184.090	1.710	9,29	265	1,44	1.975
Adrigas	174.771	1.774	10,15	204	1,17	1.978
AMG Energia	158.785	3.573	22,50	437	2,75	4.010
Novareti	158.435	766	4,83	359	2,27	1.125
Megareti	156.820	2.163	13,79	409	2,61	2.572
Infrastrutture Distribuzione Gas	151.520	2.662	17,57	335	2,21	2.997
GEI Gestione Energetica Impianti	149.913	1.487	9,92	155	1,03	1.642
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	130.627	1.349	10,33	224	1,71	1.573
Azienda Municipale del Gas	124.588	1.590	12,76	281	2,26	1.871
AS Retigas	121.075	1.863	15,39	70	0,58	1.933
Edma Reti Gas	117.267	1.869	15,94	160	1,36	2.029
Società Impianti Metano	112.950	1.269	11,24	69	0,61	1.338
TOTALE	18.609.314	239.728	12,88	24.901	1,34	264.629

Fonte: ARERA su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 3.69 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete effettuate dai grandi distributori. Si tratta, nello specifico, dell'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. 3.69 Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2016-2019 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2017-2019 (rete in alta/media pressione) (in km)

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA NEL QUADRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA NEL TRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA
Italgas Reti	34.644	78.381	226,2	25.727	43.542	169,2
2I Rete Gas	37.221	91.640	246,2	27.725	61.533	221,9
Unareti	5.763	15.562	270,0	1.892	4.588	242,4
Inrete Distribuzione Energia	5.297	11.101	209,6	8.651	12.609	145,8
Toscana Energia	4.628	9.082	196,2	3.205	4.370	136,3
Ireti	4.221	13.802	327,0	3.425	9.159	267,4
AcegasApsAmga	4.096	16.386	400,0	1.416	4.248	300,0
Centria	3.188	12.401	389,0	2.740	8.003	292,1
Ap Reti Gas	4.418	15.105	341,9	2.421	6.275	259,2
Erogasmet	2.259	9.037	400,0	1.372	4.115	299,9
LD Reti	2.268	8.019	353,5	1.030	2.834	275,2
Retipiù	1.433	5.726	399,5	350	1.047	299,0
Lereti	1.413	5.197	367,7	347	1.004	289,1
Adrigas	1.283	3.088	240,8	1.451	2.398	165,2
AMG Energia	586	2.024	345,3	336	873	259,7
Novareti	1.569	1.594	101,6	793	797	100,5
Megareti	1.118	4.329	387,3	478	1.397	292,1
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.468	5.385	367,0	1.200	3.107	258,9
GEI Gestione Energetica Impianti	1.821	7.101	390,0	757	2.219	293,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.329	3.698	278,3	484	1.167	240,8
Azienda Municipale del Gas	480	1.913	398,8	132	398	301,1
AS Retigas	1.016	1.578	155,3	1.165	1.300	111,6
Edma Reti Gas	634	2.534	400,0	665	1.995	300,0
Società Impianti Metano	1.064	4.257	400,0	584	1.751	300,0
TOTALE	123.217	328.939	267,0	88.347	180.728	204,6

Fonte: ARERA su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 3.70 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2019.

TAV. 3.70 Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2019 (lunghezza delle 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	61.303	43.431	7.492	0,17	28.373	0,46
2I Rete Gas	65.767	46.467	505	0,01	16.998	0,26
Unareti	7.690	5.019	1.525	0,30	6.090	0,79
Inrete Distribuzione Energia	13.981	7.016	1.848	0,26	5.895	0,42
Toscana Energia	7.915	3.027	2.423	0,80	3.288	0,42
Ireti	7.685	6.851	2.852	0,42	3.895	0,51
AcegasApsAmga	5.563	5.533	424	0,08	1.339	0,24
Centria	6.005	5.879	85	0,01	1.119	0,19
Ap Reti Gas	6.928	6.501	34	0,01	1.166	0,17
Erogasmet	3.722	3.693	68	0,02	1.143	0,31
LD Reti	3.308	3.305	57	0,02	1.203	0,36
Retipiù	1.789	1.779	1	0,00	986	0,55
Lereti	1.712	1.699	87	0,05	439	0,26
Adrigas	2.745	1.530	17	0,01	437	0,16
AMG Energia	925	469	-	-	1.360	1,47
Novareti	2.415	2.380	25	0,01	211	0,09
Megareti	1.606	1.562	23	0,02	615	0,38
Infrastrutture Distribuzione Gas	2.678	2.393	41	0,02	875	0,33
GEI Gestione Energetica Impianti	2.601	2.594	7	0,00	628	0,24
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.819	1.428	47	0,03	361	0,20
Azienda Municipale del Gas	630	619	3	0,01	300	0,48
AS Retigas	2.196	1.012	7	0,01	791	0,36
Edma Reti Gas	1.300	1.300	50	0,04	418	0,32
Società Impianti Metano	1.660	1.653	14	0,01	469	0,28
TOTALE	213.944	157.141	17.635	0,11	78.399	0,37

Fonte: ARERA su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 3.71 riporta il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2019, con riferimento alla rete in alta/media pressione.

TAV. 3.71 Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2019 (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	17.459	17.431	28	99,8
2I Rete Gas	21.723	21.723	-	100,0
Unareti	1.627	1.627	-	100,0
Inrete Distribuzione Energia	7.852	7.852	-	100,0
Toscana Energia	2.486	2.486	-	100,0
Ireti	2.987	2.987	0	100,0
AcegasApsAmga	1.050	1.050	-	100,0
Centria	2.274	2.274	-	100,0
Ap Reti Gas	2.244	2.244	-	100,0
Erogasmet	1.277	1.277	-	100,0
LD Reti	946	946	-	100,0
Retipiù	339	339	-	100,0
Lereti	342	342	-	100,0
Adrigas	1.413	1.413	-	100,0
AMG Energia	318	318	-	100,0
Novareti	714	711	2	99,7
Megareti	459	459	-	100,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.041	1.041	-	100,0
GEI Gestione Energetica Impianti	719	719	-	100,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	441	441	-	100,0
Azienda Municipale del Gas	133	133	-	100,0
AS Retigas	1.121	1.121	-	100,0
Edma Reti Gas	550	550	-	100,0
Società Impianti Metano	564	564	-	100,0
TOTALE	70.077	70.047	30	100,0

Fonte: ARERA su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 3.72 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2019 con riferimento alla rete in bassa pressione.

TAV. 3.72 Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2019 (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	24.516	24.181	335	98,6
2I Rete Gas	30.189	30.188	1	100,0
Unareti	2.608	2.592	15	99,4
Inrete Distribuzione Energia	4.036	4.029	7	99,8
Toscana Energia	3.493	3.475	18	99,5
Ireti	3.025	2.993	32	98,9
AcegasApsAmga	2.305	2.286	19	99,2
Centria	2.493	2.493	0	100,0
Ap Reti Gas	4.277	4.277	-	100,0
Erogasmet	2.157	2.157	-	100,0
LD Reti	1.956	1.952	4	99,8
Retipiù	1.379	1.378	1	99,9
Lereti	1.266	1.256	10	99,2
Adrigas	1.275	1.275	-	100,0
AMG Energia	14	14	-	100,0
Novareti	1.469	1.458	11	99,3
Megareti	774	765	10	98,7
Infrastrutture Distribuzione Gas	575	574	1	99,9
GEI Gestione Energetica Impianti	1.777	1.777	-	100,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.190	1.190	-	100,0
Azienda Municipale del Gas	414	410	5	98,9
AS Retigas	947	947	-	100,0
Edma Reti Gas	545	544	0	100,0
Società Impianti Metano	1.009	1.009	-	100,0
TOTALE	93.688	93.219	469	99,5

Fonte: ARERA su dichiarazioni degli esercenti.

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 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 2018-2019 risultano installati 345 gascromatografi, di cui 273 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 29 nei punti di interconnessione delle reti di trasporto, 34 da giacimenti di gas naturale, 2 da impianti GNL, 1 da impianti di stoccaggio e 6 nei punti di ingresso della Rete nazionale di trasporto.

Accertamenti delle imprese di distribuzione sulla sicurezza degli impianti di utenza

Le tavole dalla 3.73 alla 3.77 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 solare 2019 da parte delle imprese di distribuzione di gas. In particolare, vengono riportati i numeri 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, la tavola 3.73 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la tavola 3.74 riporta gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati. La tavola 3.75 illustra il numero delle verifiche eseguite dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati nell'anno solare 2018, suddivise per potenza termica. La tavola 3.76 espone gli accertamenti relativi agli impianti di utenza nuovi, suddivisi per dimensione di impresa distributrice. La tavola 3.77, infine, contiene gli accertamenti relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati, suddivisi per dimensione di impresa distributrice.

TAV. 3.73 *Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi (dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2019)*

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	121.549	2.576	57	2.551
> 35 kW e ≤ 350 kW	18.354	483	5	501
> 350 kW	640	18	0	21
TOTALE	140.543	3.077	62	3.073

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.74 *Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati (dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2019)*

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	21.392	507	4	411
> 35 kW e ≤ 350 kW	2.922	94	2	79
> 350 kW	178	5	0	7
TOTALE	24.492	606	6	497

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.75 *Verifiche eseguite dai Comuni con riferimento agli accertamenti con esito positivo effettuati su impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati (dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2019)*

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2018	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2018	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	62.722	3	21.866	25
> 35 kW e ≤ 350 kW	18.464	1	2.882	7
> 350 kW	726	0	124	0
TOTALE	145.211	4	24.872	32

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.76 *Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributtrice (dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2019)*

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	115.147	2.762	0	2.645
Media	20.358	236	62	364
Piccola	5.038	79	0	64
TOTALE	140.543	3.077	62	3.073

(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 dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.77 *Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributrice (dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2019)*

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	19.134	537	0	395
Media	4.775	56	6	93
Piccola	583	13	0	9
TOTALE	24.492	606	6	497

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: $10.000 \leq$ clienti < 100.000 ; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Accertamenti delle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza

La tavola 3.78 dà conto degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas effettuati, ai sensi della delibera 40/2014/R/gas, nell'anno solare 2019 da parte delle imprese di trasporto del gas naturale; si 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 inseriti nella tavola sono suddivisi per potenza termica e relativi solo agli impianti di utenza nuovi, perché nel 2019 non sono stati effettuati accertamenti su impianti di utenza modificati o trasformati.

TAV. 3.78 *Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi (dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2019)*

TIPOLOGIA 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	4	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	1	0	0	0
> 350 kW	4	0	0	0
TOTALE	9	0	0	0

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale

Servizio di distribuzione del gas naturale

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.

TAV. 3.79 Numero di casi e di rimborsi pagati per il mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
1999	11.212	1.640
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE DELL'AUTORITÀ		
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	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

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti.

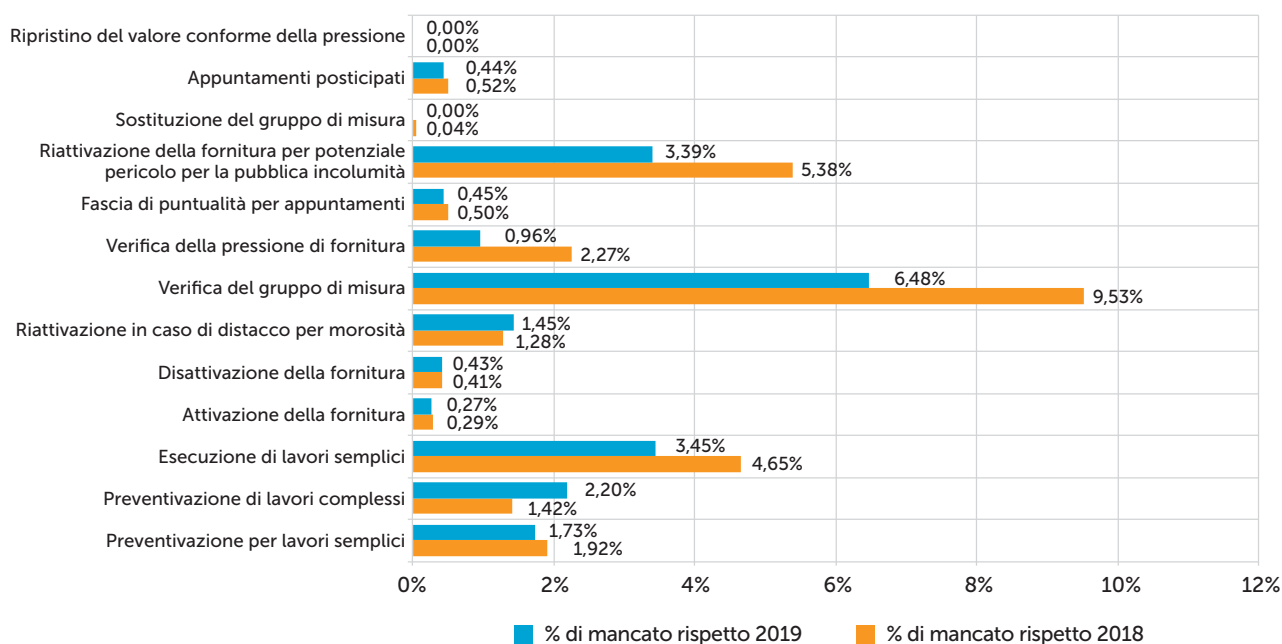
A differenza del passato, i livelli specifici di qualità commerciale sono identici per tutte le tipologie di utenza (differenziabili per classe del gruppo di misura). Viceversa, gli indennizzi automatici, da corrispondere in caso di mancato rispetto del tempo massimo, sono differenziati per tipologia di utenza. L'applicazione del meccanismo

degli indennizzi automatici prevede, inoltre, l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nell'esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è prevista alcuna *escalation*.

La tavola 3.79 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 2019 registra una diminuzione, rispetto al 2018, sia dei casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità, sia degli indennizzi automatici pagati. Nel 2019, a fronte di 21.934 casi di mancato rispetto di standard specifici, sono stati corrisposti ai clienti finali 25.069 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a oltre 1,30 milioni di euro.

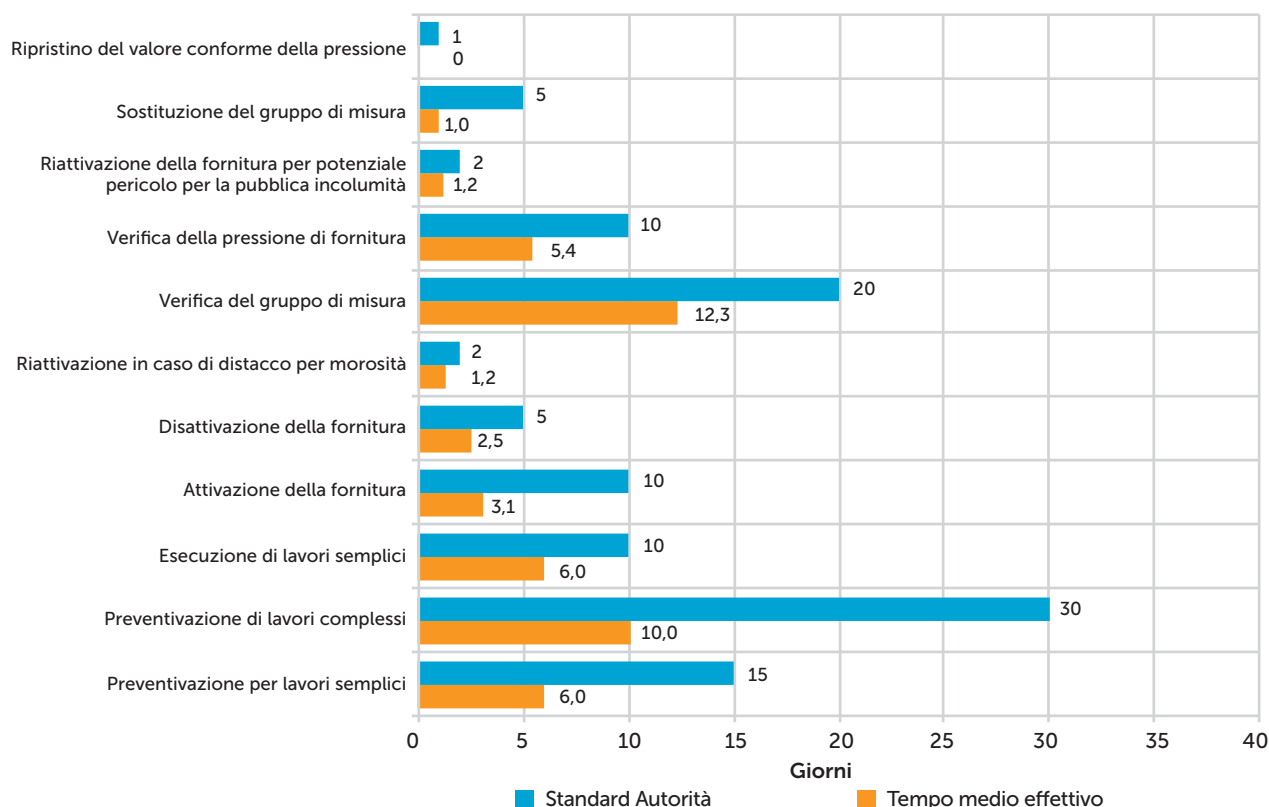
Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.31), e con riferimento a tutte le classi dei gruppi di misura e all'anno 2019, si osserva che la percentuale di mancato rispetto è diminuita rispetto all'anno precedente, con l'eccezione delle prestazioni di preventivazione di lavori complessi e di riattivazione in caso di distacco per morosità. La prestazione più numerosa, in termini di richieste, è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati; segue l'attivazione della fornitura.

FIG. 3.31 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)



Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

FIG. 3.32 Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6 (anno 2019)



Fonte: ARERA su dichiarazioni 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 (la tipologia di utenza più diffusa), si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato (Fig. 3.32) nel 2019 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

La tavola 3.80 riporta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6. In particolare, essa mette a confronto gli anni 2018 e 2019.

Il numero complessivo di prestazioni è in aumento rispetto al 2018. Le prestazioni che sono cresciute in modo significativo sono la riattivazione in caso di distacco per morosità, la fascia di puntualità per appuntamenti e la preventivazione per lavori semplici. Anche nel 2019 la prestazione più rilevante è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, che rappresenta il 47% del totale delle prestazioni erogate; segue l'attivazione della fornitura con il 19%.

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2019 è in diminuzione rispetto al 2018. La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è ancora una volta la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati; seguono per numerosità gli indennizzi automatici erogati per il mancato rispetto dello standard fissato per l'esecuzione di lavori semplici, che è pari a 10 giorni lavorativi.

TAV. 3.80 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 2018 ^(A)			ANNO 2019		
		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	163.832	5,62	3.449	178.712	6,00	3.187
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	3.151	9,80	43	4.036	10,03	61
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	106.934	5,96	4.444	111.121	5,99	3.385
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	655.226	3,10	2.036	638.632	3,08	1.877
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	488.617	2,53	2.288	467.661	2,54	2.289
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	159.141	1,18	1.980	175.198	1,24	2.548
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	2.376	13,43	198	2.620	12,32	167
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	135	4,49	12	128	5,37	2
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.591.641	-	8.723	1.627.119	-	8.534
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	23.804	1,17	1.189	22.127	1,16	909
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	3.717	1,39	1	4.767	0,95	0
Appuntamenti posticipati	2 ore	215.551	-	1.369	215.951	-	1.163
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	19	-	0	73	-	0
TOTALE	-	3.414.144	-	25.732	3.448.145	-	24.122

(A) I valori del 2018 includono rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Con la delibera 21 luglio 2016, 413/2016/gas/com, sono state apportate alcune modifiche alla RQDG 2014-2019 a partire dal 2017. In particolare, è stata modificata la disciplina relativa ai tempi di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore. La definizione di "dati tecnici" ora comprende anche le richieste di dati che vengono effettuate sulla base di una richiesta di informazione o di un reclamo telefonico e le richieste che emergono nell'ambito di una procedura conciliativa paritetica. Le prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori sono riassunte nella tavola 3.81.

TAV. 3.81 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori: standard e tempo medio effettivo in giorni lavorativi in relazione ai clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 (ammontare in euro)

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2019			
		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	11.505	342	22.150	3,27
Altri dati tecnici (M02) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	36.767	2.341	105.100	4,84
Altri dati tecnici complessi (M02C) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	12 giorni lavorativi	7.922	116	6.960	8,43
TOTALE 2019	-	56.194	2.799	134.210	-

Fonte: ARERA su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Qualità commerciale del servizio di vendita

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)⁶⁹ 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 sottoparagrafo “Qualità commerciale del servizio di vendita” del Capitolo 2 per quanto riguarda il settore elettrico, per i clienti finali del settore del gas sono in vigore indicatori che stabiliscono i tempi massimi di effettuazione delle prestazioni di qualità commerciale.

Anche in relazione alla vendita di gas naturale, 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 o oltre.

69 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

TAV. 3.82 Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2019 (giorni solari e valori percentuali)

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI	TEMPI MEDI EFFETTIVI 2019 ^(A)
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	25
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(B)	-	15
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	32
Percentuale minima di risposte a richieste scritte di informazioni inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	30%	11

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti del gas.

(B) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori 2019.

Dall'analisi basata sui dati parziali, comunicati dagli operatori fino al 3 aprile 2020⁷⁰ per il settore del gas (i dati rappresentano il 64% dei clienti, stimati sulla base dei dati dell'anno precedente), i tempi medi effettivi per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione eseguite si attestano, rispettivamente, a 24 e a 15 giorni solari, largamente al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità. Per quanto riguarda, invece, le rettifiche di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi medi di rettifica effettivi risultano nel complesso pari a 32 giorni solari. I tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazione sono largamente inferiori allo standard generale (Tav. 3.82).

TAV. 3.83 Numero di reclami nel settore del gas naturale nel 2019

TIPO DI CLIENTI	2019 ^(A)
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	11.517
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	153
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	66.186
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	864
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	186
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	9.806
Multi-sito gas	2.717
TOTALE	91.429

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti del gas.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori 2019.

Nel 2019 le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto in totale 91.429 reclami scritti, il 72,4% dei quali riferiti ai clienti domestici del mercato libero, il 12,6% ai clienti domestici

70 Tenuto conto delle limitazioni introdotte dal Governo per contrastare l'emergenza epidemiologica da Covid-19, ai sensi dell'art. 4 della delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com, con determina del Direttore della Direzione Advocacy Consumatori e Utenti e del Direttore della Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia 1° aprile 2020, 2/2020 - DACU DMRT, la scadenza dei termini previsti dalla regolazione per la comunicazione dei dati di cui agli artt. 30, 32 e 36 del TIQV è stata differita al 30 giugno 2020. Il consolidamento dei dati al 30 giugno 2020, funzionale alla redazione del Rapporto di cui all'art. 39 del TIQV, potrebbe comportare rettifiche.

del mercato tutelato e il 3% ai clienti multi-sito (Tav. 3.83). Nel complesso, i reclami riferiti al mercato libero rappresentano l'84,3% del totale dei reclami dei clienti del gas. A seguire, il 12,7% dei reclami riguarda i clienti del mercato tutelato, mentre una quota residuale, pari al 2,9%, è riferibile ai clienti multi-sito del gas.

TAV. 3.84 Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale nel 2019

TIPO DI CLIENTI	2019 ^(A)
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	11.830
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	79
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	37.774
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	640
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	114
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	6.661
Multi-sito gas	3.283
TOTALE	60.381

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti del gas.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori 2019.

Per quanto riguarda le richieste di informazione dei clienti del gas nel 2019, il totale è stato di 60.381; il 62,6% ha riguardato i clienti domestici del mercato libero, seguito dal 19,6% dei clienti domestici del mercato tutelato e dall'11% dei clienti con usi diversi del mercato libero (Tav. 3.84). Nel complesso, il 74,8% delle richieste ha riguardato i clienti del mercato libero.

Tra le rettifiche di fatturazione, che nel complesso ammontano a 12.699 (Tav. 3.85), risultano particolarmente significative le rettifiche richieste dai clienti del mercato tutelato e, in particolare, dai clienti domestici (53,7% a fronte del 43,4% registrato per i clienti del mercato libero). I clienti multi-sito rappresentano una quota residuale del 2,8%.

TAV. 3.85 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale nel 2019

TIPO DI CLIENTI	2019 ^(A)
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	6.780
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	37
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	4.004
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	150
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	10
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.355
Multi-sito gas	360
TOTALE	12.699

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti del gas.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori 2019.

TAV. 3.86 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale nel 2019

TIPO DI CLIENTI	2019 ^(A)
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	56
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	4
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.400
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	12
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	7
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	125
Multi-sito gas	99
TOTALE	1.703

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti del gas.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori 2019.

TAV. 3.87 Tempi medi effettivi per rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale nel 2019 (in giorni solari)

TIPO DI CLIENTI	TEMPI MEDI EFFETTIVI ^(A)
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	26,28
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	11,75
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	32,55
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	15,67
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	30,01
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	33,46
Multi-sito gas	28,79

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti del gas.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori 2019.

Le rettifiche di doppia fatturazione (Tav. 3.86), pari a 1.703 nel complesso, hanno interessato prevalentemente (82,2%) i clienti domestici del mercato libero. Il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione, che ha interessato un numero limitato di clienti, registra, per quasi tutte le categorie di clienti (con l'eccezione dei condomini a uso domestico sia del mercato tutelato, sia del mercato libero), tempi medi di rettifica più alti dello standard fissato a 20 giorni solari (Tav. 3.87).

Nel 2019, i casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore del gas, che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo, sono stati 15.982 (Tav. 3.88), dei quali il 91,2% è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti; in particolare, il segmento di mercato che registra il più alto numero di fuori standard per le risposte ai reclami scritti è quello relativo ai clienti domestici del mercato libero, che incide per il 78,2%. Il 99,8% dei casi di mancato rispetto dello standard di

risposta ai reclami scritti nel settore è dovuto a cause riconducibili alle imprese di vendita, lo 0,1% a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a terzi, e lo 0,1% a cause di forza maggiore. Per le rettifiche di fatturazione, il 99,7% dei casi di mancato rispetto è dovuto a cause riconducibili alle imprese di vendita e lo 0,3% a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a terzi; per le rettifiche di doppia fatturazione, la responsabilità del mancato rispetto dello standard, nella quasi totalità dei casi registrati, è delle imprese di vendita, mentre è solo marginalmente imputabile a cause esterne (cliente finale o terzi) o a cause di forza maggiore. Nel 2019 sono stati erogati indennizzi per un ammontare complessivo di oltre 700.000 euro (Tav. 3.89).

TAV. 3.88 Numero di indennizzi da erogare nel settore del gas naturale per mancato rispetto di standard specifici nel 2019

TIPO DI CLIENTE	RITARDO NELLA RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE ^(A)
Domestici in BP serviti in tutela	1.101	39	25	1.165
Condomini con uso domestico in BP serviti in tutela	6	0	0	6
Domestici in BP nel mercato libero	11.402	307	891	12.600
Condomini con uso domestico in BP nel mercato libero	91	0	4	95
Attività di servizio pubblico in BP nel mercato libero	35	1	5	41
Usi diversi in BP nel mercato libero	1.699	44	75	1.818
Multi-sito gas	279	6	2	287
TOTALE	14.583	397	1.002	15.982

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti del gas.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori 2019.

TAV. 3.89 Indennizzi automatici erogati nel settore del gas naturale nel 2019 (in euro)

TIPO DI CLIENTE	RITARDO NELLA RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE ^(A)
Domestici in BP serviti in tutela	45.560	1.525	1.075	48.160
Condomini con uso domestico in BP serviti in tutela	350	-	-	-
Domestici in BP nel mercato libero	518.700	14.250	43.700	576.650
Condomini con uso domestico in BP nel mercato libero	3.525	-	175	3.700
Attività di servizio pubblico in BP nel mercato libero	1.675	25	225	1.925
Usi diversi in BP nel mercato libero	78.850	1.900	3.975	84.725
Multi-sito gas	9.075	200	50	9.325
TOTALE	657.735	17.900	49.200	724.835

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti del gas.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori 2019.

Anche per quanto riguarda gli indennizzi automatici erogati direttamente in bolletta nel corso del 2019, nel mercato del gas naturale, il maggior numero è stato erogato per il mancato rispetto dello standard relativo ai reclami scritti per il segmento di mercato dei clienti domestici del libero (78,9%); seguono i clienti del mercato tutelato (6,9%), sempre in relazione ai reclami, e i clienti multi-sito. I clienti del mercato libero (clienti domestici, condomini a uso domestico, attività di servizio pubblico e usi diversi) risultano essere i destinatari del 92% del totale degli indennizzi.

Nel settore del gas i primi tre argomenti oggetto di reclamo hanno riguardato: nel 47% dei casi, problemi inerenti alla fatturazione e a 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 13,5%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); nell'11,8% dei casi, tematiche relative al 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 nel contratto e applicate.

Standard e indennizzi per i clienti *dual fuel*

Nel 2019 i clienti con contratti *dual fuel* sono stati 296.726, limitatamente ai dati trasmessi da 62 venditori fino al 3 aprile 2020⁷¹; tali clienti hanno inviato 7.378 reclami scritti e 30.286 richieste di informazioni. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 498 e 10 (Tav. 3.90).

Per quanto riguarda gli indennizzi automatici (Tav. 3.91) anche per i clienti *dual fuel*, come per i clienti elettrici e del gas, il maggior numero è derivato dal mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti; seguono le rettifiche di fatturazione, mentre non si registrano indennizzi per rettifiche di doppia fatturazione; nel complesso, al segmento dei clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 7.450 euro (Tav. 3.92). Il 95,7% dei casi di mancato rispetto degli standard per i tempi di risposta ai reclami scritti è dovuto a cause riconducibili alle imprese di vendita, mentre il 4,2% a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a terzi (come per esempio il distributore).

TAV. 3.90 *Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative a clienti dual fuel nel 2019*

ISTANZA	2019 ^(A)
Reclami	7.378
Richieste di informazione	30.286
Rettifiche di fatturazione	498
Rettifiche di doppia fatturazione	10
TOTALE	38.172

(A) Dati parziali riferiti al 24% dei clienti *dual fuel*.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori 2019.

⁷¹ Come già riferito *supra*, si tratta di dati parziali, a causa del differimento dei termini di consegna previsti, dovuto all'emergenza epidemiologica da Covid-19.

TAV. 3.91 Numero di indennizzi da erogare ai clienti *dual fuel* per mancato rispetto di standard specifici nel 2019

CAUSE DEGLI INDENNIZZI	NUMERO
Ritardo nella risposta ai reclami	164
Rettifiche di fatturazione	8
Rettifiche di doppia fatturazione	0
NUMERO DI INDENNIZZI TOTALE^(A)	172

(A) Dati parziali riferiti al 24% dei clienti *dual fuel*.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori 2019.

TAV. 3.92 Indennizzi automatici erogati ai clienti *dual fuel* nel 2019 (in euro)

CAUSE DEGLI INDENNIZZI	NUMERO
Ritardo nella risposta ai reclami	7.225
Rettifiche di fatturazione	225
Rettifiche di doppia fatturazione	0
NUMERO DI INDENNIZZI TOTALE^(A)	7.450

(A) Dati parziali riferiti al 24% dei clienti *dual fuel*.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori 2019.

Per quanto riguarda gli argomenti dei reclami dei clienti *dual fuel*, i primi tre hanno riguardato: per il 61,1% 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 7,4% 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 in contratto e applicate; nel 6,9% dei casi, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro).

CAPITOLO

4

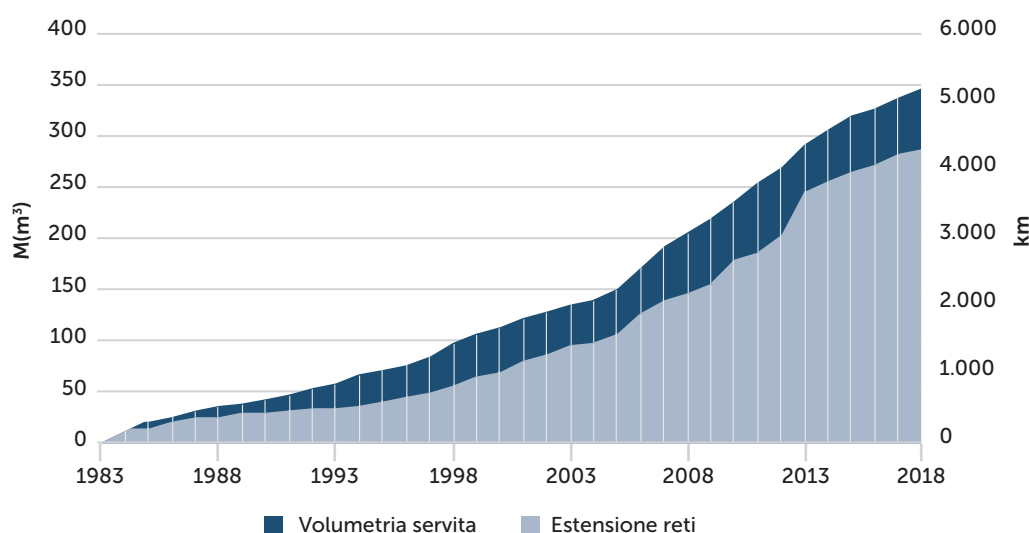
**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE
DEL TELECALORE**

Struttura del mercato e concorrenza

Stato di diffusione del servizio

Per motivi storici e/o di disponibilità di fonti energetiche, i sistemi di teleriscaldamento sono molto diffusi 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 2018 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 6,5%, passando da 117,3 a 358,0 milioni di metri cubi; nello stesso lasso di tempo l'estensione delle reti è quadruplicata, passando da circa 1.091 km nel 2000 a 4.446 km nel 2018.

FIG. 4.1 Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti (volumetria in $M(m^3)$, estensione delle reti in km)



Fonte: Annuario AIRU¹ 2019.

L'incremento nell'estensione delle reti registrato nell'anno 2018, pari a 69 km, è risultato tuttavia inferiore al valore medio degli anni precedenti (229 km annui del periodo 2011-2018). Anche la volumetria allacciata è cresciuta con minore intensità, circa il 2,5% rispetto a una media del 4,9% nel periodo 2011-2018.

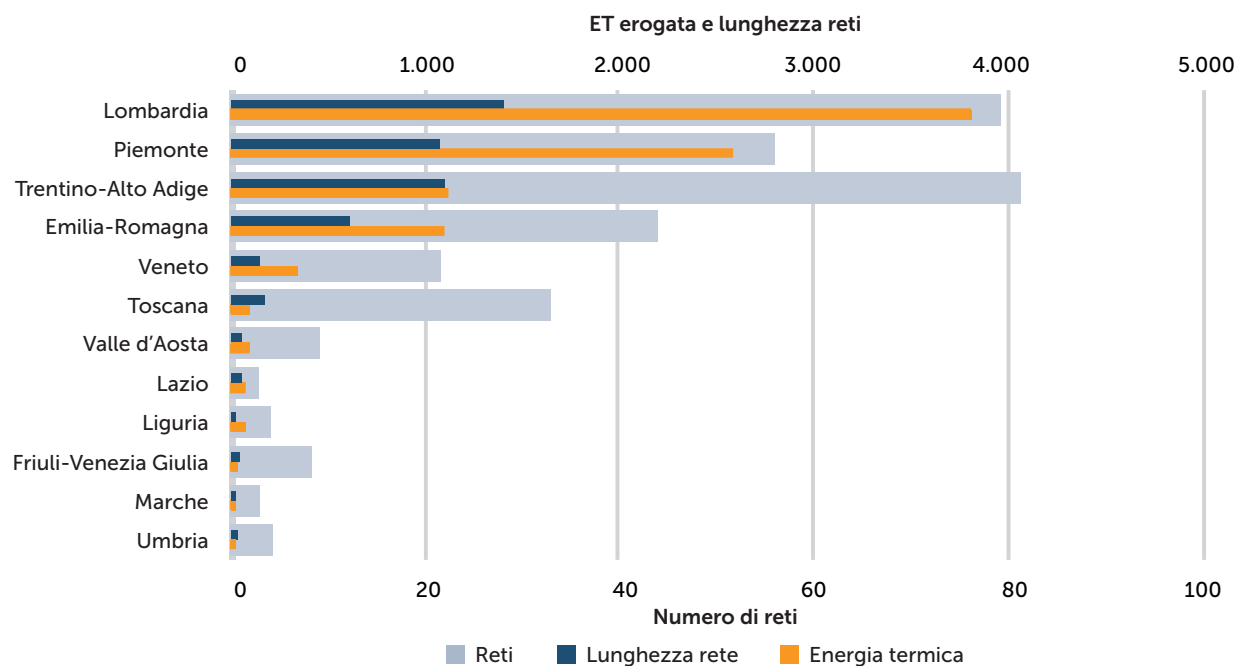
La diffusione del servizio rimane concentrata principalmente nell'Italia settentrionale e centrale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici (molti Comuni in queste aree appartengono alle fasce climatiche E e F, caratterizzate da un maggior fabbisogno di riscaldamento) e l'elevata densità abitativa consentono di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio agli utenti.

Le cinque regioni del Nord – Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Emilia-Romagna e Veneto – rappresentano, da sole, oltre il 95% dell'energia termica erogata. Si evidenzia, inoltre, una certa eterogeneità

¹ Associazione italiana riscaldamento urbano.

nella dimensione e nella distribuzione delle reti: il Piemonte ha meno reti del Trentino-Alto Adige, ma distribuisce oltre il doppio dell'energia termica (Fig. 4.2). Nella prima Regione un numero di reti limitato (in particolare la rete della città di Torino) distribuisce, infatti, più energia delle numerose reti, spesso di piccole dimensioni e realizzate in valli montane, nella seconda Regione (in particolare nella Provincia autonoma di Bolzano).

FIG. 4.2 Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2018 (numero di reti, estensione in km ed energia termica (ET) erogata in GWh)



Fonte: ARERA, elaborazione sulla base di dati inviati dagli operatori.

Caratteristiche dell'offerta

Nel 2018 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 11.250 GWh termici, 6.329 GWh elettrici e 133 GWh frigoriferi (Tav. 4.1). Rispetto al precedente anno 2017 il calore erogato all'utenza è cresciuto del 2,3%, mentre è rimasta sostanzialmente invariata l'energia frigorifera fornita (-0,1%); è, invece, calata del 6,1% l'elettricità esportata dalle centrali al servizio di telecalore verso la rete elettrica nazionale.

TAV. 4.1 Produzione di energia termica nel 2018 (in GWh)

VEETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA ^(A)	INCREMENTO RISPETTO AL 2017
Energia termica	11.250	9.289	2,3%
Energia elettrica	6.329	5.945	-6,1%
Energia frigorifera	133	131	-0,1%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.

Fonte: Annuario AIRU 2019.

Tra le fonti energetiche utilizzate per il funzionamento degli impianti di telecalore (Tav. 4.2) il gas naturale si conferma nel 2018 la fonte energetica nettamente prevalente, rappresentando il 70,3% del consumo energetico complessivo, in leggera flessione rispetto all'anno precedente (probabilmente a causa di fattori contingenti quali il sopra evidenziato calo della produzione elettrica cogenerazione). Un contributo significativo è fornito anche dai rifiuti urbani residui (RUR), pari al 14,2% delle fonti energetiche utilizzate, e dalle bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi), che arrivando a rappresentare il 9,6% del totale guidano la crescita delle fonti rinnovabili. 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 2018		ANNO 2017		ANNO 1995	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.328.325	70,3	1.377.855	71,6	383.521	68,9
Carbone	47.728	2,5	47.310	2,5	69.810	12,5
Gasolio e olio combustibile	2.471	0,1	1.863	0,1	79.726	14,3
Energia primaria fossile del SEN ^(A)	31.029	1,6	29.397	1,5	7.750	1,4
Totale fossili	1.409.553	75,0	1.456.425	76,0	540.807	97,0
RUR	268.342	14,2	265.247	13,8	6.708	1,2
Bioenergie ^(B)	181.301	9,6	175.570	9,1	-	0,0
Geotermia	26.391	1,4	23.689	1,2	4.472	0,8
Recupero da processo industriale	4.581	0,2	4.315	0,2	4.644	0,8
Sole	82	0,0	77	0,0	-	0,0
Totale rinnovabili	480.697	25,0	468.898	24,0	15.824	3,0
TOTALE	1.890.251	100	1.925.323	100	556.631	100

(A) Consumi del Sistema elettrico nazionale per energia elettrica prelevata dalla rete.

(B) Dal 2013 oltre alle biomasse comprendono anche biogas e bioliquidi.

Fonte: Annuario AIRU 2019.

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% (Tav. 4.3), in leggero calo rispetto al dato del 2017 (circa 68%).

TAV. 4.3 *Produzione di energia termica nel 2018 distinta per tecnologia (in GWh)*

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA
Cogenerazione	5.757,9	1.651,0	7.408,9	66,0%
Produzione semplice	2.673,7	747,5	3.421,2	30,5%
Rinnovabili dirette	-	288,1	288,1	2,6%
Pompe di calore	-	61,3	61,3	0,5%
Recupero	-	51,4	51,4	0,5%
TOTALE	8.431,6	2.799,4	11.231,0	100,0%

Fonte: Annuario AIRU 2019.

Se si considera la capacità di produzione di energia termica (Tav. 4.4), si riscontra una forte incidenza delle caldaie, che però vengono utilizzate, in particolare, per coprire le punte di domanda e per la funzione di riserva (guasti e manutenzione programmata di altri generatori).

TAV. 4.4 Capacità di generazione installata per tecnologia (capacità elettrica in MWe, capacità termica in MWt)

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2017		INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2018	
	ELETTRICA	TERMICA	ELETTRICA	TERMICA
Centrali termoelettriche	-	1.101	-	1.109
Impianti di cogenerazione ^(A)	792	968	795	946
Impianti di termovalorizzazione RUR	-	562	-	562
Produzione semplice a bioenergie ^(B)	-	375	-	381
Impianti di cogenerazione a bioenergie	87	252	90	255
Impianti a geotermia	-	133	-	134
Pompe di calore	-	45	-	45
Recupero da processo industriale	-	40	-	44
Solare termico	-	2	-	1,5
Caldaie di integrazione e riserva	-	5.404	-	5.431
TOTALE	879	8.881	885	8.908

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili.

(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2019.

Per quanto concerne l'energia frigorifera, la produzione può essere effettuata attraverso 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 dalle 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 da 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 processi industriali. La prima soluzione ha come principale vantaggio la flessibilità di utilizzo della fonte energetica (elettricità e/o calore) disponibile o appositamente prodotta in centrale, la seconda l'assenza di investimenti e oneri di gestione e manutenzione di 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 2018 (in MW)

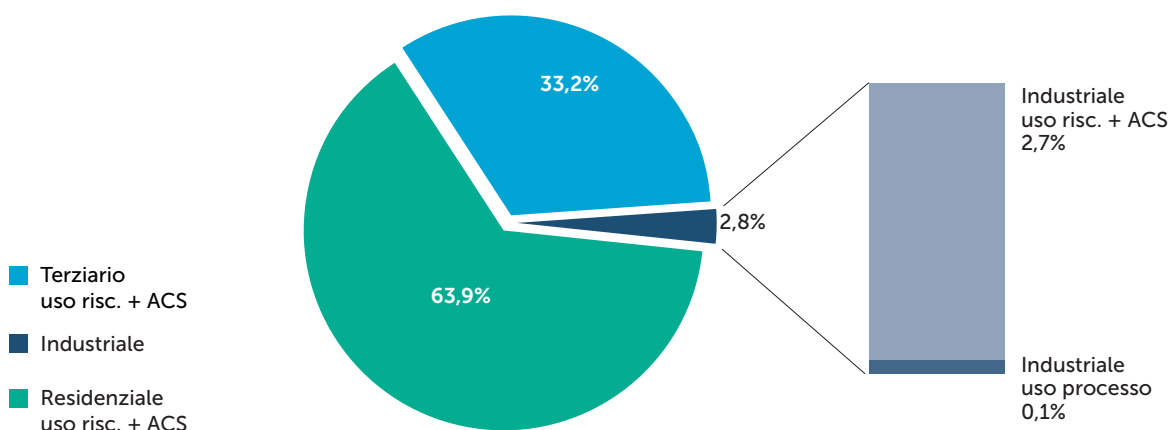
TIPOLOGIA GRUPPI FRIGORIFERI	INSTALLATI IN CENTRALE	INSTALLATI PRESSO L'UTENTE	TOTALE
A compressione	69,3	-	69,3
Ad assorbimento	29,7	106,4	136,1
TOTALE	99,0	106,4	205,4

Fonte: Annuario AIRU 2019.

Il mix produttivo dei sistemi di telecalore appena illustrato 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 (quantificato dall'AIRU in 0,5 Mtep di fonti fossili risparmiate e 1,7 Mt di CO₂ non emesse nell'anno 2018).

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. Pertanto, come evidenziato dalla figura 4.3, una quota significativa del mercato è costituita da utenze di tipo residenziale e terziario (rispettivamente il 63,9% e il 33,2% del totale), mentre la domanda del settore industriale rimane marginale (2,8%), ancor più se ci si riferisce ai soli usi di processo (0,1%). Infatti, i sistemi di telecalore non sono in genere utilizzati per l'alimentazione di grandi processi industriali, anche perché questi tipicamente richiedono temperature di fornitura superiori a quelle delle reti di telecalore.

FIG. 4.3 Calore erogato nel 2018 all'utenza, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo

Fonte: Annuario AIRU 2019.

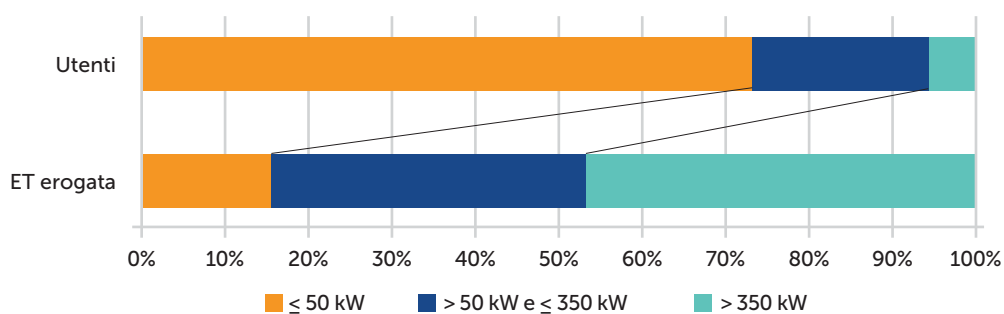
L'utilizzo del calore per il riscaldamento ambientale, componente preponderante nei consumi delle utenze, è inevitabilmente influenzato dalla variabilità delle condizioni climatiche. L'anno 2018 è stato caratterizzato da una stagione invernale più mite rispetto a quella del 2017; nonostante il calo dei gradi giorno (dai 1.878 del 2017 ai

1.754 registrati nel 2018 a livello nazionale², pari a -6,6%), anche grazie all'incremento di volumetria allacciata (da 349,2 milioni di m³ del 2017 a 358,0 milioni di m³ del 2018, pari a +2,5%), è stato comunque registrato un incremento dell'energia termica fornita alle utenze (da 9.084 GWh nel 2017 a 9.289 GWh nel 2018, +2,3%).

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 74% degli utenti presenta una potenza contrattuale non superiore a 50 kW, mentre il 21% ha una taglia maggiore di 50 e fino a 350 kW e solo il 5% ha una taglia superiore a 350 kW. Gli utenti di maggiori dimensioni, nonostante siano relativamente poco numerosi, rappresentano, però, una quota cospicua dei consumi complessivi (circa il 50%).

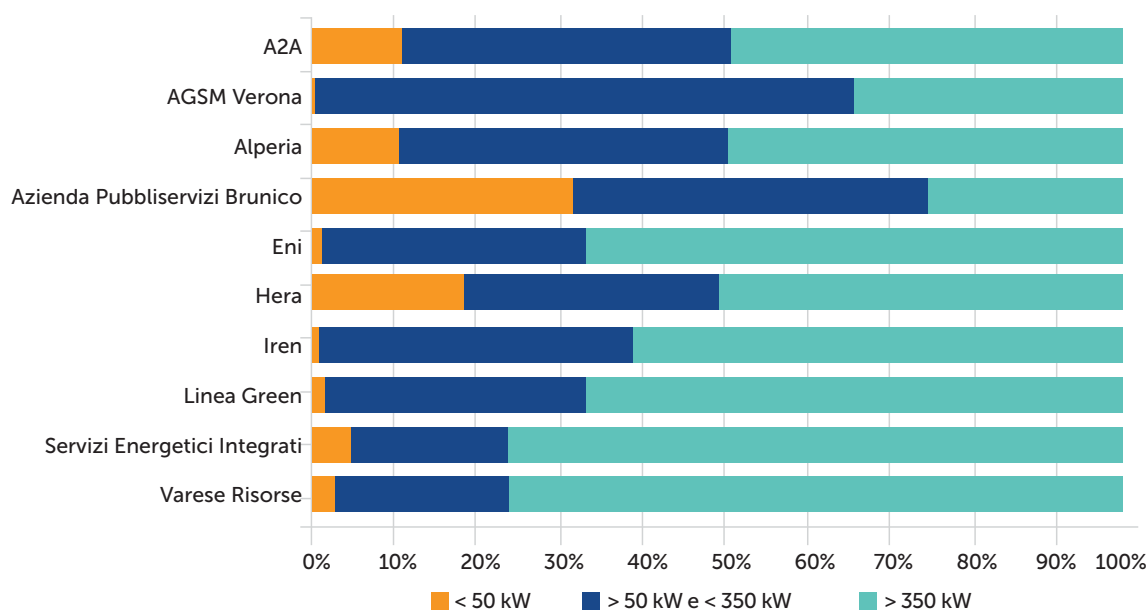
La ripartizione delle differenti classi di utenti sul totale dell'energia termica fornita può variare sensibilmente tra i diversi operatori (la figura 4.5 evidenzia la distribuzione dei 10 più grandi operatori del settore). Tale eterogeneità è dovuta primariamente alle caratteristiche del territorio servito: nelle aree a elevata densità abitativa vi è una forte prevalenza dei grandi condomini, mentre in altre aree, in particolare in quelle rurali, vi è una maggiore diffusione di utenze di dimensioni minori.

FIG. 4.4 Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2018 in funzione della classe dimensionale degli utenti



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità commerciale nel 2018.

FIG. 4.5 Calore erogato nel 2018 dai primi 10 operatori, ripartito per classe dimensionale dell'utente



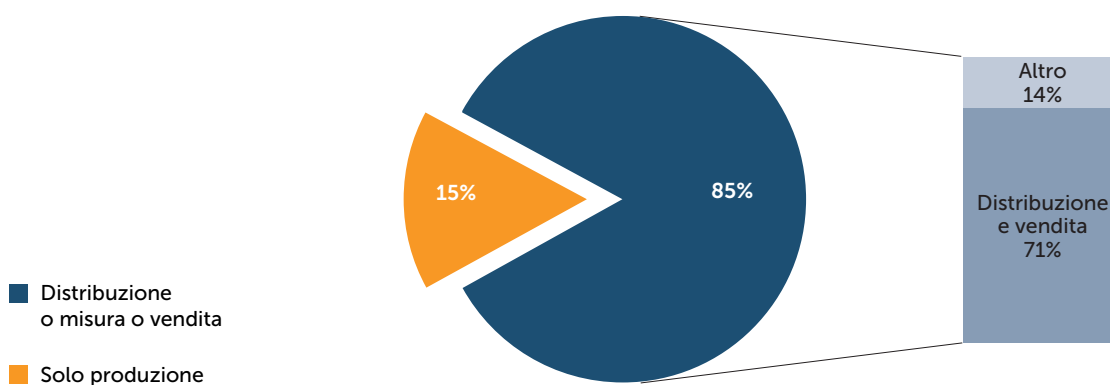
Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità commerciale nel 2018.

² Fonte: Eurostat, database online *Environmental and Energy data – Cooling and heating degree days by country – annual data – Italy*.

Operatori del servizio di telecalore

Il numero di imprese iscritte alle anagrafiche dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, in quanto operanti su reti di telecalore regolate ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 e quindi non escluse dalla regolazione secondo i criteri dell'OITLR³, è pari a 265⁴. Di queste, l'85% si occupa di attività strettamente legate all'esercizio delle reti e alla fornitura dell'energia termica alle utenze (distribuzione o misura o vendita), mentre la quota rimanente si occupa solo di produzione di energia termica. Come evidenziato nella figura 4.6, alla prima categoria appartengono per lo più 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 (aprile 2020)



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

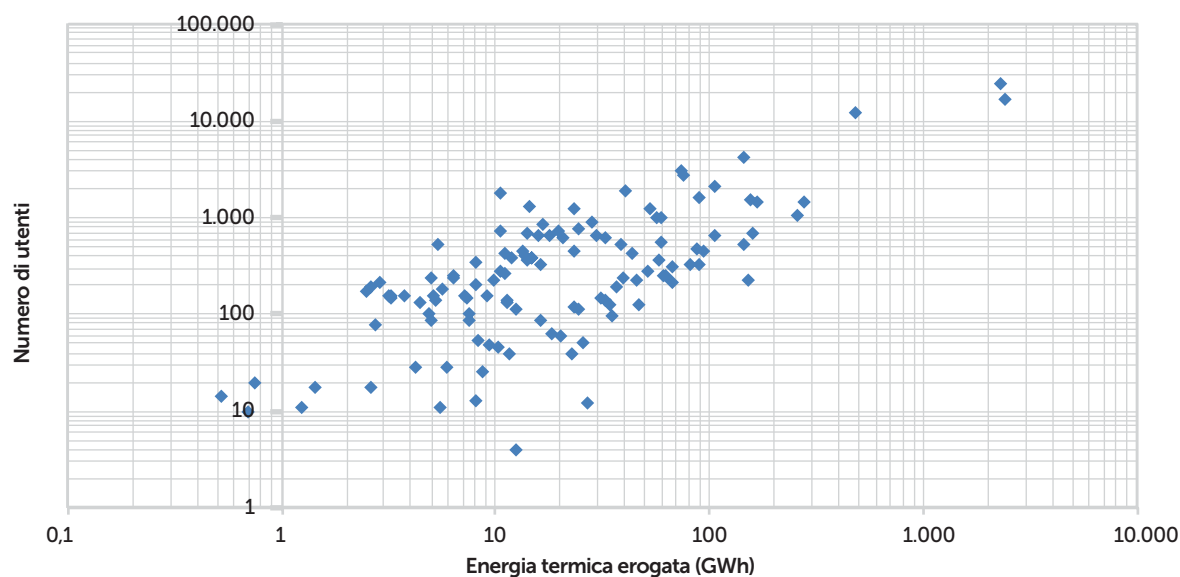
Come in parte già emerso, gli operatori del telecalore presentano un'ampia eterogeneità, in relazione sia al numero di utenti serviti, sia all'energia termica complessivamente erogata (Fig. 4.7). L'elevata variabilità dell'energia erogata, anche a parità di numero di utenti, dipende principalmente dal 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. Il settore del telecalore è caratterizzato anche da una elevata concentrazione del mercato. Gli esercenti di maggiori dimensioni (34 operatori con potenza convenzionale superiore a 50 MW)⁵ servono una quota significativa del mercato: oltre il 75% degli utenti, corrispondenti a più dell'85% dell'energia termica fornita.

³ OITLR è il testo recante gli obblighi informativi in capo ai soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, allegato A alla delibera 13 novembre 2018, 574/2018/R/tr. Al momento della scrittura del presente rapporto (aprile 2020) è stato escluso dalla regolazione dell'Autorità, per la presenza di almeno uno dei requisiti previsti dall'OITLR, un totale di 100 reti (elenco consultabile nell'allegato A alla delibera 21 aprile 2020, 135/2020/R/tr).

⁴ Dati relativi allo stato delle anagrafiche al momento della scrittura del rapporto (aprile 2020).

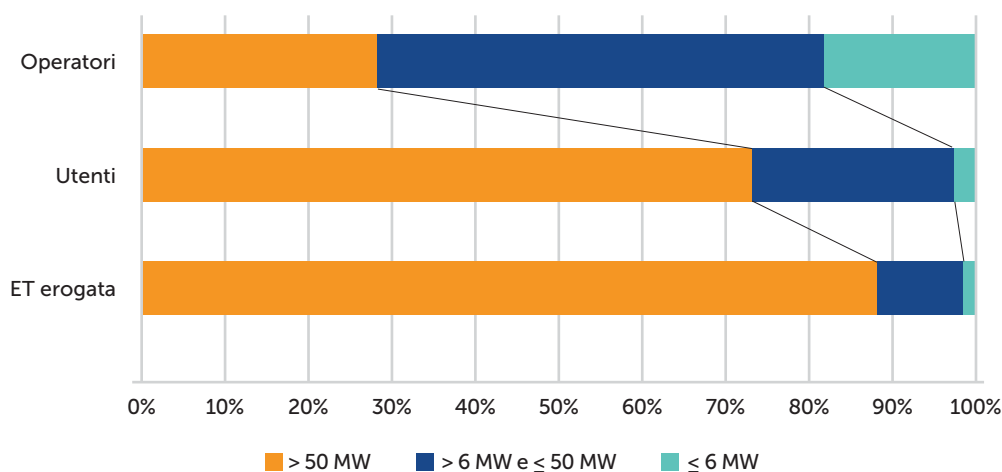
⁵ Gli esercenti, con la RQCT (Regolazione della qualità commerciale del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° luglio 2019-31 dicembre 2021, allegato A alla delibera 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tr), sono stati suddivisi in 3 classi dimensionali: esercenti di maggiori dimensioni (potenza convenzionale > 50 MW), esercenti di medie dimensioni (> 6 MW e ≤ 50 MW) e micro-esercenti (≤ 6 MW).

FIG. 4.7 Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata nel 2018 e del numero di utenti serviti



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità commerciale nel 2018⁶.

FIG. 4.8 Rappresentatività delle tre classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata (anno 2018)



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità commerciale nel 2018.

Prezzi del servizio

Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

Il prezzo di fornitura del servizio è definito liberamente da ciascun esercente sulla base delle caratteristiche del proprio sistema di telecalore, dell'utenza e del territorio servito.

⁶ Hanno partecipato alla raccolta dati 121 operatori, per un totale di circa 9.450 GWh erogati all'utenza, corrispondenti alla quasi totalità del mercato del telecalore (i non partecipanti sono prevalentemente micro-esercenti, il cui peso sul mercato è trascurabile).

Modalità di determinazione del prezzo

Le due principali modalità di determinazione del prezzo del servizio sono basate:

- sui costi sostenuti, con l'obiettivo di assicurare all'esercente l'equilibrio economico e finanziario e garantire un'adeguata remunerazione del capitale investito (metodologia "cost based");
- sul costo evitato, con l'obiettivo di fornire all'utente il servizio a un prezzo conveniente rispetto al costo che lo stesso avrebbe sostenuto utilizzando una tecnologia di climatizzazione alternativa.

La scelta del metodo di determinazione del prezzo da parte dell'esercente rispecchia generalmente la propria forma societaria, tenendo conto di eventuali accordi o concessioni stipulati con gli Enti locali; diverse cooperative o società a forte partecipazione pubblica che utilizzano la biomassa in piccole reti rurali hanno optato per una metodologia basata sui costi effettivi, mentre operatori più grandi che operano in contesti urbani tipicamente scelgono la metodologia del costo evitato (che rappresenta, pertanto, una quota preponderante del settore).

Nel caso in cui il prezzo sia determinato sulla base del costo evitato, la tecnologia alternativa di riferimento è spesso identificata in una caldaia a gas o, nelle aree del Paese non metanizzate, in una caldaia alimentata a gasolio o, più raramente, a GPL o pellet di legna.

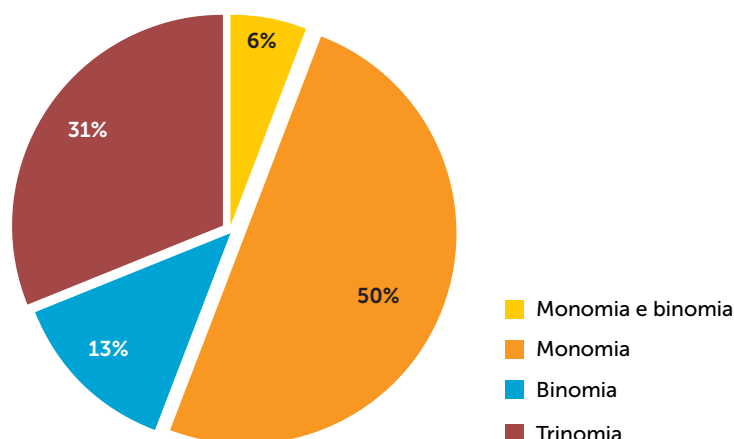
Tipologia di prezzo

La tipologia di prezzo è la struttura di prezzo utilizzata dall'esercente per la determinazione degli importi da fatturare all'utenza; le tipologie più comuni sono:

- monomia su energia termica, tipicamente espressa in €/MWh o €/kWh (anche se in alcuni casi vengono ancora utilizzate le calorie per indicare l'unità di energia termica);
- binomia su potenza contrattuale ed energia termica, in cui, oltre alla componente variabile in funzione dell'energia, è presente una componente fissa, generalmente dipendente dalla potenza impegnata, espressa in €/kW.

Il settore mostra, tuttavia, le proprie eterogeneità anche nelle forme tariffarie; esistono, infatti, casi in cui la componente fissa della binomia viene definita in funzione di grandezze diverse dalla potenza contrattuale⁷, quali, per esempio, la volumetria dell'ambiente climatizzato (espressa in m³) o la portata massima di fluido termovettore disponibile per lo scambio termico in sottostazione (espressa in m³/h; è di fatto una *proxy* della potenza contrattuale). Esistono, poi, casi in cui la tipologia di prezzo è più complessa, essendo definita su ulteriori componenti: vi sono, per esempio, tariffe trinomie legate anche al noleggio del misuratore o, in analogia alle tariffe del gas, a oneri di sistema.

⁷ Dai dati in possesso dell'Autorità emerge, tra l'altro, come la potenza contrattuale non sia, a oggi, sempre definita. Con l'entrata in vigore del Testo integrato sulla trasparenza del servizio di telecalore (TITT), la potenza contrattuale deve essere necessariamente indicata in bolletta, se è funzionale alla determinazione degli importi fatturati, dal 1° gennaio 2020, e in ogni caso andrà indicata nel contratto di fornitura di tutti gli utenti, entro il 31 dicembre 2022.

FIG. 4.9 Tipologia di prezzo adottata dagli esercenti di maggiori dimensioni (novembre 2019)

Fonte: ARERA, analisi siti internet⁸.

Per alcune reti, tipicamente di grandi città (per esempio, Iren a Torino e A2A a Brescia), gli esercenti offrono la possibilità di scegliere tra tariffe con diversa struttura (per esempio monomia o binomia) (Fig. 4.9). Si evidenzia come questa possibilità potrebbe consentire all'utente del telecalore, tra l'altro, di risparmiare sottoscrivendo un contratto con una minore potenza impegnata, usando energia in modo più costante (maggior fattore di utilizzo).

Valori dei prezzi del calore

Il prezzo di erogazione del servizio di teleriscaldamento rappresenta un elemento fondamentale per la sua scelta rispetto a sistemi alternativi di produzione dell'energia termica atti a soddisfare il fabbisogno degli edifici (riscaldamento e raffrescamento ambientale, produzione di acqua calda sanitaria).

Dal 1° gennaio 2020, ai sensi del TITT⁹, gli esercenti sono tenuti a pubblicare sul proprio sito internet i prezzi di fornitura applicati all'utenza (gli esercenti di minori dimensioni che non ne sono dotati usano modalità alternative, quali gli sportelli aperti al pubblico o l'invio su richiesta). L'Autorità, a fine 2019, ha comunque eseguito una prima analisi dei siti degli esercenti di maggiori dimensioni che, volontariamente, avevano già indicato il proprio listino prezzi (12 su circa 30 esercenti appartenenti a questa categoria).

Dall'analisi effettuata è emerso che per il 50% delle reti il prezzo netto (IVA¹⁰ e credito di imposta¹¹ esclusi), per un utente condominiale di tipo domestico, era compreso tra circa 82 e 92 €/MWh. Nella valutazione del prezzo devono essere, tuttavia, considerate non solo le diverse modalità di definizione (metodologie *cost based* o del costo evitato), ma anche le caratteristiche dei sistemi di telecalore (tipologia di fonti energetiche utilizzate, livello di densità termica dell'utenza, perimetro del servizio fornito all'utente, eventuali convenzioni stipulate con gli Enti

⁸ L'analisi si riferisce a un campione di 32 reti gestite da 12 esercenti di maggiori dimensioni.

⁹ Testo integrato di regolazione della trasparenza del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2020-31 dicembre 2023, allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 313/2019/R/tr.

¹⁰ L'aliquota IVA ordinaria (22%) è spesso ridotta al 10% nel caso, abbastanza comune nelle reti di teleriscaldamento, in cui si verificano entrambi i seguenti requisiti: uso domestico (assenza di uso per attività di impresa o erogazione di servizi); energia prodotta da fonti rinnovabili o da impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

¹¹ L'eventuale sconto dovuto al credito d'imposta è un'agevolazione fiscale con credito d'imposta di 25,823 €/MWh, da traslare sul prezzo di cessione all'utente finale, per il calore fornito da teleriscaldamento alimentato con biomassa (Comuni nelle zone climatiche E e F) o energia geotermica. Va detto che poche delle reti del campione qui analizzato sono alimentate, in parte, da queste fonti energetiche: l'impatto sul prezzo lordo è dunque, in questi casi, nullo o modesto.

locali e/o sovvenzioni ricevute o incentivi), che possono condurre in alcuni casi a importanti costi di investimento e gestione del servizio (per esempio, per piccole reti in aree rurali non metanizzate).

L'Autorità, a partire dal 2020, sulla base degli obblighi definiti dalla regolazione, intende avviare un monitoraggio generalizzato dei prezzi applicati dagli operatori del settore, per *cluster* omogenei di reti, in termini sia di livelli dei prezzi, sia della loro evoluzione nel tempo.

Prezzi di fornitura del teleraffrescamento

Il numero di operatori che offrono il servizio di teleraffrescamento è estremamente ridotto, meno del 15%; peraltro, in questi casi il servizio viene tipicamente erogato su porzioni limitate delle reti gestite: il risultato, presentato nei capitoli precedenti, è che il teleraffrescamento vale, in termini energetici, appena poco più dell'1% del settore.

Secondo le informazioni disponibili all'Autorità, il prezzo di erogazione di questo servizio è nella totalità dei casi determinato sulla base 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 metano, per cui il prezzo di riferimento è calcolato sulla base di quello del gas naturale.

Le variabili più rilevanti per la determinazione del prezzo sono il rendimento dell'impianto alternativo di riferimento e le ipotesi per la determinazione del prezzo medio dell'elettricità (o del gas naturale), 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

Sotto il profilo della qualità tecnica del settore, l'Autorità ha raccolto anche nell'anno 2019 dati relativi principalmente a due profili per i quali è prevista la regolazione (ai sensi della RQTT¹²): la sicurezza e la continuità del servizio¹³.

¹² Regolazione della qualità tecnica dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° luglio 2020-31 dicembre 2023, allegato A alla delibera 17 dicembre 2019, 548/2019/R/tir, il cui avvio è stato successivamente differito al 1° gennaio 2021 per effetto della pandemia da Covid-19.

¹³ Le informazioni sono state raccolte nell'ambito di una raccolta dati sulla qualità tecnica svolta nel 2019, a cui hanno partecipato 123 operatori, per un totale di 228 reti e circa 9.340 GWh erogati all'utenza, corrispondenti alla quasi totalità del mercato del telecalore.

Sicurezza del servizio

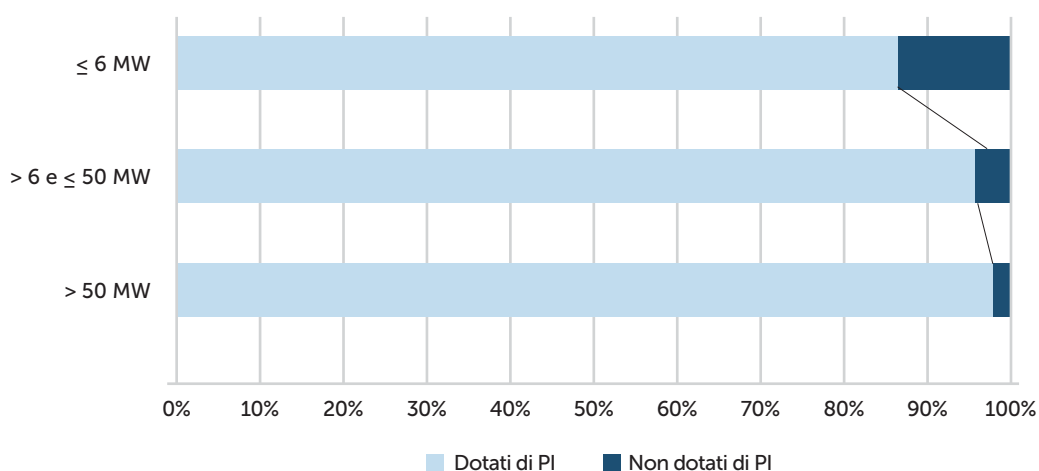
La tipologia di fluido utilizzato dagli operatori per la distribuzione dell'energia termica rappresenta un elemento fondamentale delle reti di telecalore per valutarne le caratteristiche e le norme tecniche applicabili (posa, gestione e manutenzione). Il fluido termovettore più diffuso risulta essere l'acqua calda (acqua mantenuta in pressione a una temperatura non superiore a 110 °C), presente in oltre il 90% delle reti, spesso come unico vettore, ma in alcune reti utilizzata in combinazione con acqua surriscaldata o acqua fredda o entrambe.

L'acqua surriscaldata (con temperature che, almeno in alcune condizioni operative¹⁴, superano i 110 °C nella tubazione di mandata) è il secondo vettore più diffuso nel settore per il trasporto di energia termica, utilizzato nel 15% circa delle reti, che servono, però, nel complesso, oltre la metà della potenza contrattualizzata. Le reti che utilizzano questo fluido termovettore sono, infatti, intrinsecamente più adatte a distribuire grandi quantità di energia termica e a farlo su maggiori distanze (maggiore densità energetica per unità di massa d'acqua trasportata): si tratta spesso di reti storiche grandi o medie, in cui, non di rado, alle dorsali principali ad acqua surriscaldata vengono collegati tratti di rete ad acqua calda per la distribuzione del calore a gruppi di utenze locali (per esempio, sotto-reti di quartiere alimentate tramite scambiatori di calore che ne abbassano il livello di temperatura).

A differenza di altri paesi, in Italia il vapore non risulta essere utilizzato quale fluido termovettore in alcuna delle reti di telecalore di cui sono disponibili i dati, probabilmente a causa delle maggiori complessità operative e dei maggiori rischi per la sicurezza.

L'acqua fredda, infine, viene utilizzata solo nel 5% circa delle reti, quasi sempre in tubature (di teleraffrescamento) posate in parallelo a quelle per il trasporto di calore (ad acqua calda o ad acqua surriscaldata) e in un'area limitata rispetto a quella servita dal teleriscaldamento.

FIG. 4.10 *Disponibilità del servizio di pronto intervento nel 2018 in funzione della dimensione dell'esercente*



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità tecnica nel 2018.

¹⁴ Le temperature più elevate, nel rispetto dei vincoli tecnici, sono tipicamente raggiunte nel periodo invernale e nei momenti di maggiore domanda da parte delle utenze (nel primo mattino, all'avvio del termostato di riscaldamento ambientale), in quanto consentono di trasportare un maggior quantitativo di energia a parità di portata di fluido.

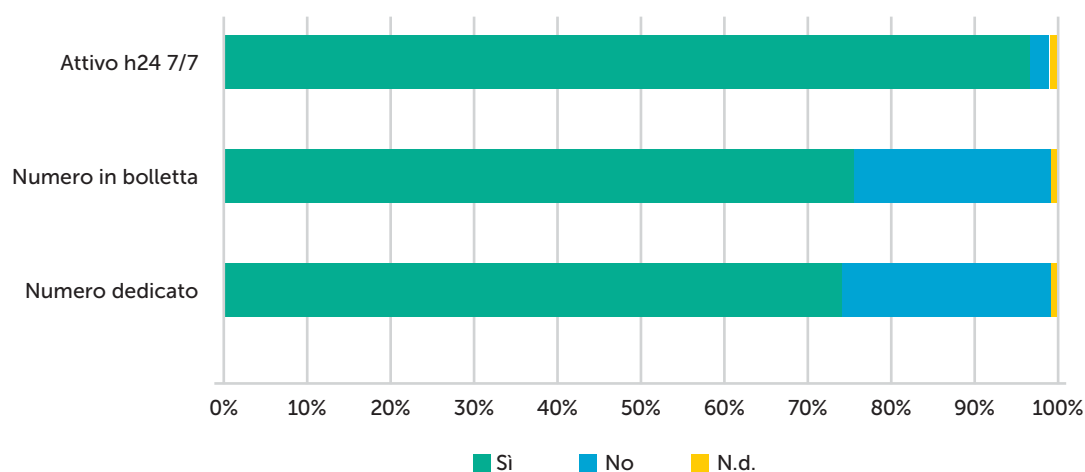
A prescindere dalla tipologia di fluido, per garantire la sicurezza risulta indispensabile la disponibilità di un servizio di pronto intervento. Nel settore, la quasi totalità degli esercenti di maggiori e medie dimensioni (con potenza contrattualizzata superiore a 6 MW) nel 2018 era già dotata di un servizio telefonico di pronto intervento per raccogliere segnalazioni da parte di utenti o di soggetti terzi che riscontrino guasti o anomalie della rete, mentre solo un numero limitato di micro-esercenti ne risultava privo (Fig. 4.10).

Tra le caratteristiche del servizio di pronto intervento fondamentali per la sua efficacia, si evidenzia che gli operatori nel 2018, con riferimento alle proprie reti (Fig. 4.11):

- nel 97% dei casi, ne hanno garantito l'attività tutti i giorni dell'anno e a ogni ora del giorno;
- nel 76% dei casi, hanno fornito un numero specifico dedicato al servizio;
- nel 74% dei casi, hanno riportato questo numero in bolletta.

Per effetto dell'entrata in vigore della Regolazione della qualità commerciale (RQCT¹⁵), dal 1° luglio 2019, la dotazione del servizio di pronto intervento e le tre caratteristiche sopra descritte sono diventate obblighi di servizio per tutte le reti di telecalore.

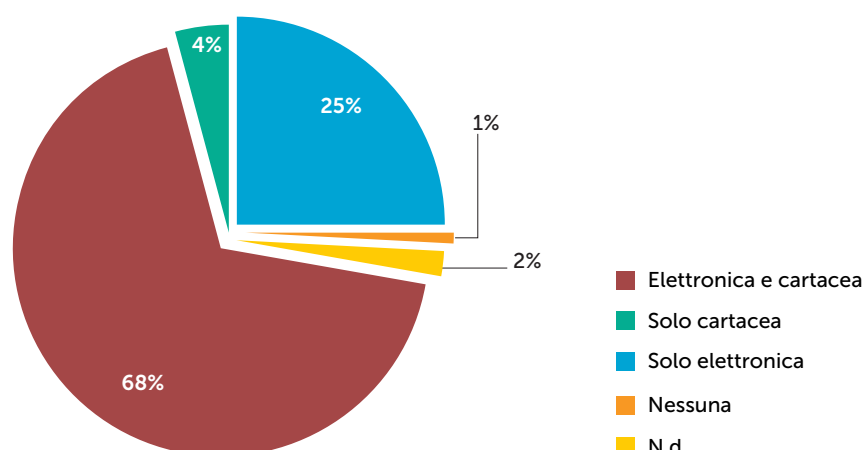
FIG. 4.11 Caratteristiche del servizio di pronto intervento per le reti di telecalore nel 2018



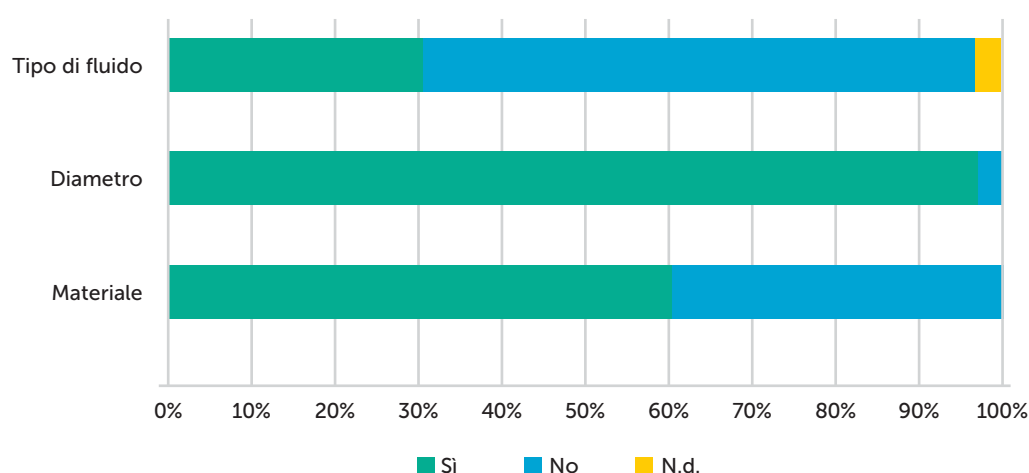
Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità tecnica nel 2018.

L'efficacia e la rapidità del servizio di pronto intervento, ove disponibile, sono garantite anche dalla disponibilità di una cartografia dettagliata e aggiornata della rete. Dai dati disponibili (Fig. 4.12) risulta che già nel 2018 la stragrande maggioranza delle reti (93%) aveva una rappresentazione cartografica di tipo elettronico, nel 4% dei casi gli operatori avevano dichiarato di avere cartografie solo su supporto cartaceo, mentre risultavano trascurabili i casi di reti per cui l'esercente aveva dichiarato di non disporre di una cartografia del tracciato. L'utilità della cartografia ai fini del pronto intervento dipende non solo, chiaramente, dalla sua disponibilità, ma soprattutto dagli elementi in essa contenuti. Sulla base delle informazioni ottenute dalla Raccolta dati del 2018 sulla Qualità tecnica, per il 97% delle reti è indicato in cartografia il diametro delle tubature, mentre è meno frequente l'indicazione di altre informazioni importanti, come il loro materiale e il tipo di fluido termovettore (rispettivamente per il 60% e il 30% delle reti).

¹⁵ Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° luglio 2019-31 dicembre 2021, allegato A alla delibera 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tlr.

FIG. 4.12 Tipologia di cartografia disponibile per il tracciato delle reti di telecalore nel 2018

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità tecnica nel 2018.

FIG. 4.13 Disponibilità delle principali informazioni della rete in cartografia nel 2018

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità tecnica nel 2018.

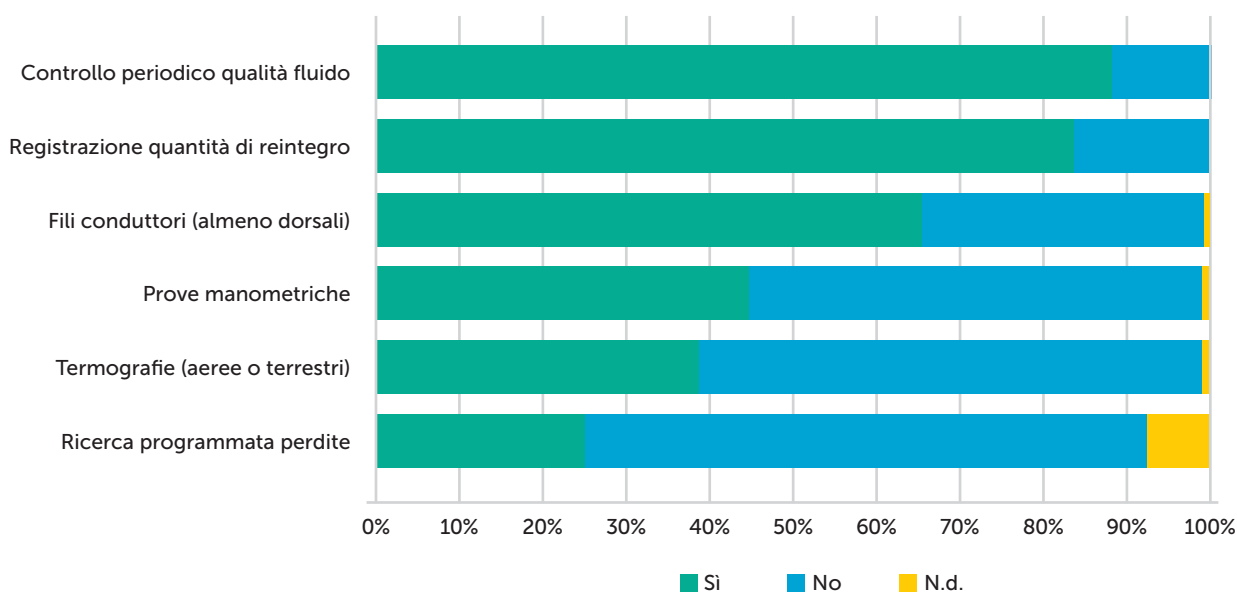
Le reti di telecalore in esercizio sul territorio nazionale tipicamente cedono l'energia termica in modo indiretto (attraverso scambiatori di calore); ciò significa che il circuito idraulico della rete è ad anello (chiuso) e potenziali situazioni di pericolo, quali, per esempio, la rottura delle tubature di telecalore con fuoriuscita incontrollata di acqua e/o vapore, possono essere monitorate non solo attraverso sistemi di rilevazione delle perdite (per esempio sistemi a fili conduttori di tipo "Brandes" o "nordico"), ma anche attraverso un costante monitoraggio del reintegro del fluido termovettore. Dai dati raccolti dall'Autorità, con riferimento al campione di 228 reti e all'anno 2018, il 66% degli impianti è dotato di sistemi di rilevamento automatico delle perdite, almeno in alcuni tratti delle dorsali (tubature principali che collegano le centrali di produzione e portano il fluido alle diverse diramazioni), mentre nell'84% delle reti viene registrata la quantità di reintegro idrico, al fine di tenere il fenomeno sotto controllo.

Va ricordato, inoltre, che ai sopra citati sistemi di monitoraggio delle perdite e al trattamento chimico-fisico del fluido termovettore per mantenerne una qualità elevata (a tutela dell'integrità delle tubature e degli altri

componenti dell'impianto di distribuzione) in alcuni casi vengono affiancate misure di ricerca delle perdite quali, per esempio (la quota di utilizzo nelle reti è dettagliata nella figura 4.14):

- ricerca programmata delle perdite, con ispezioni della rete analoghe a quelle svolte negli altri servizi a rete regolati dall'Autorità;
- prove manometriche per individuare la presenza e localizzare le perdite;
- termografie terrestri o, in alcuni casi, mediante droni o sorvolo aereo (procedura conveniente per reti molto estese).

FIG. 4.14 *Metodi di prevenzione, monitoraggio e ricerca delle dispersioni idriche nel 2018*



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità tecnica nel 2018.

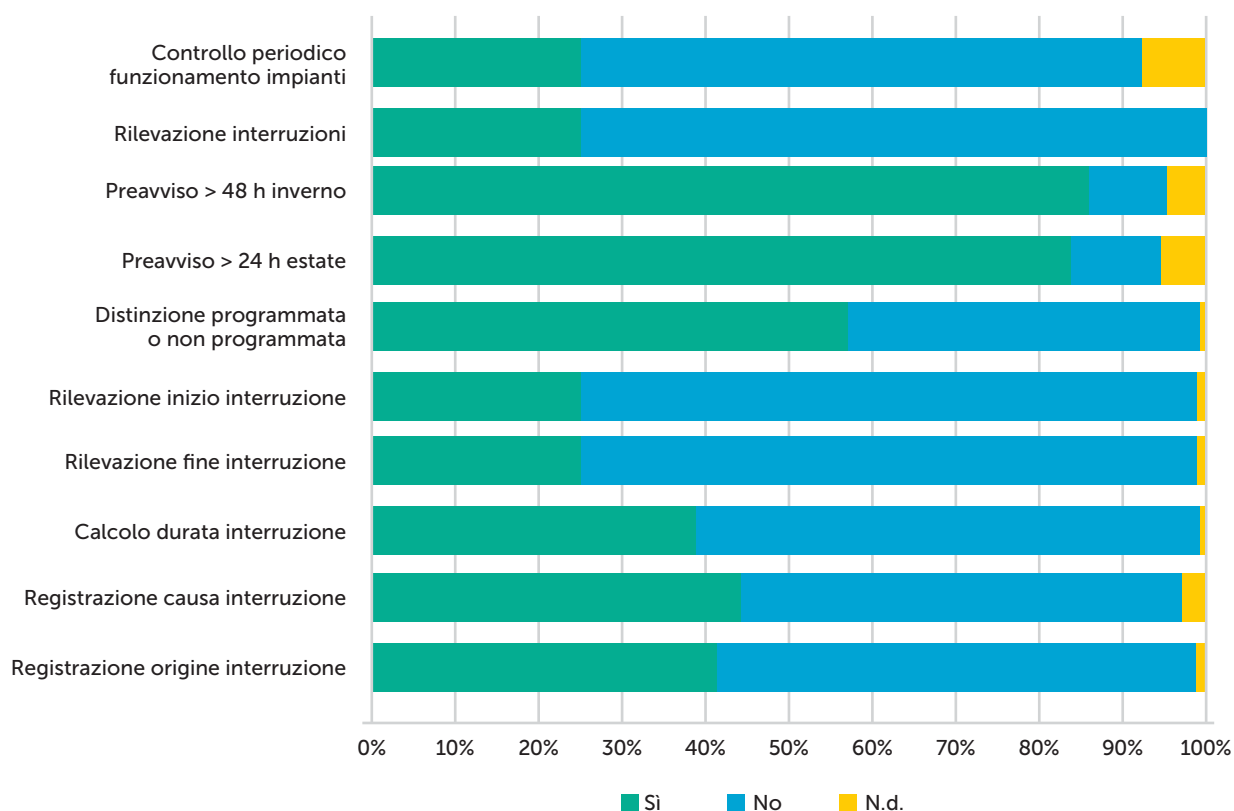
Con l'entrata in vigore della RQTT sono previsti i primi obblighi in tema di cartografia (gli esercenti dovranno completare la rappresentazione cartografica delle proprie reti entro il 31 dicembre 2021 e mantenerla aggiornata), nonché in materia di controllo della qualità del fluido termovettore, monitoraggio del reintegro, ispezione dell'impianto di distribuzione e di pronto intervento in caso di dispersioni idriche.

Continuità del servizio

Nel settore del telecalore, a differenza di altri servizi a rete regolati, è ancora poco diffuso un monitoraggio delle interruzioni del servizio, stante l'assenza di obblighi al riguardo prima dell'intervento di regolazione dell'Autorità. Secondo gli ultimi dati raccolti, riferiti all'anno 2018, gli operatori eseguono un controllo periodico dello stato di funzionamento della rete e dei suoi componenti per il 39% delle proprie reti (Fig. 4.15).

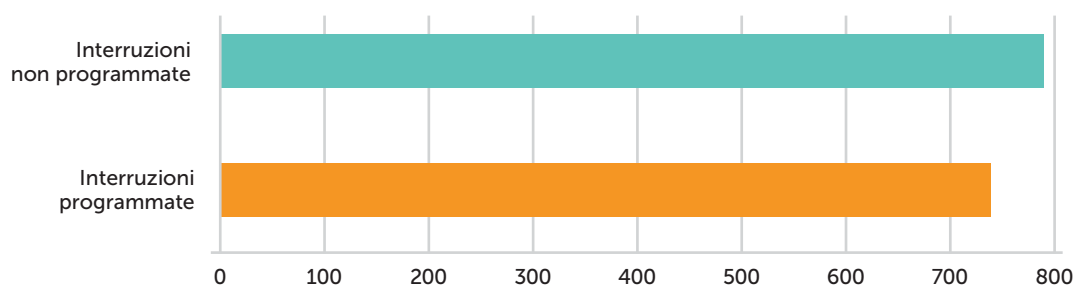
Nel 2018 sono state registrate interruzioni del servizio per il 72% delle reti; più nel dettaglio:

- nel 57% delle reti sono state distinte le interruzioni programmate da quelle non programmate;
- nel 47% dei casi è stato registrato sia il momento di inizio sia quello di termine del disservizio, anche se non sempre tali dati vengono usati per calcolarne la durata (38%);
- raramente sono state registrate la causa e l'origine dell'interruzione (rispettivamente nel 44% e 41% delle reti).

FIG. 4.15 Monitoraggio della continuità del servizio sulle reti nel 2018

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità tecnica nel 2018.

Dai dati disponibili risulta che solo il 34% delle reti ha subito una o più interruzioni del servizio nell'anno 2018. Osservando il numero di interruzioni totali (Fig. 4.16) si può notare, tuttavia, come le interruzioni non siano così rare nel settore in termini assoluti (oltre 1.500 in totale), con una ripartizione nell'anno (in media di settore) circa equivalente tra quelle programmate e non programmate.

FIG. 4.16 Numero di interruzioni registrate nel 2018, distinte tra programmate e non programmate¹⁶

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità tecnica nel 2018.

Nella valutazione delle informazioni fornite dagli esercenti va, in ogni caso, considerato che, prima dell'intervento regolatorio dell'Autorità, non era presente una definizione di interruzione univoca a livello nazionale.

¹⁶ Dati riferiti alle 78 reti per le quali è stata registrata almeno un'interruzione nell'anno 2018.

Qualità commerciale del servizio

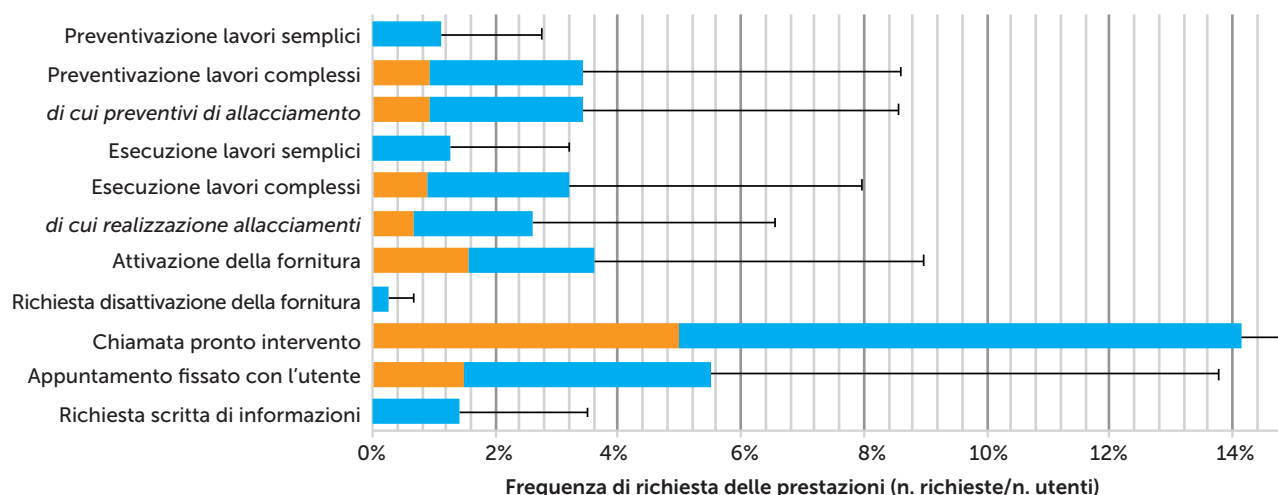
Il settore del telecalore, prima dell'entrata in vigore della Regolazione della qualità commerciale (RQCT, dal 1° luglio 2019), presentava una scarsa diffusione delle Carte dei servizi e, più in generale, di standard orientati a disciplinare la qualità delle prestazioni rese dal gestore del servizio all'utente, in quanto, a differenza degli altri settori regolati dall'Autorità, non è previsto uno schema generale di riferimento normativo in materia di Carte dei servizi, finalizzato a garantire standard minimi di qualità commerciale. Ove in vigore prima di tale data, le Carte dei servizi e gli standard di qualità commerciale sono stati adottati dagli operatori su base volontaria e, dunque, i relativi contenuti sono stati definiti unilateralmente. Fanno eccezione i pochi casi in cui l'adozione di standard di qualità era già stata prevista nell'ambito di convenzioni, concessioni o contratti per l'affidamento del servizio da parte degli Enti locali e, quindi, con riferimento a singole reti di telecalore, con conseguente disomogeneità su scala territoriale.

L'Autorità, nell'ambito di una specifica richiesta di informazioni¹⁷, ha raccolto dati statistici sulle principali prestazioni di qualità commerciale fornite agli utenti nell'anno 2018.

Frequenza delle prestazioni

L'analisi della frequenza delle prestazioni più richieste agli esercenti è sintetizzata nel grafico di figura 4.17. Si tratta di *boxplot*¹⁸ che rappresentano la distribuzione della popolazione delle prestazioni erogate da ogni esercente, rapportate al numero totale dei propri utenti, in modo da rendere il dato confrontabile tra esercenti di diverse dimensioni.

FIG. 4.17 Incidenza delle prestazioni di qualità commerciale maggiormente richieste (anno 2018)¹⁹



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità commerciale nel 2018.

¹⁷ Hanno partecipato alla raccolta dati 121 operatori, per un totale di circa 9.450 GWh erogati all'utenza, corrispondenti alla quasi totalità del mercato del telecalore.

¹⁸ 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, a sinistra) e dal 3° quartile (Q3, a destra) e divisa a metà dal 2° quartile (o mediana, Q2: separazione tra la campitura arancione e quella azzurra nella figura 4.17), e rappresenta, dunque, nel complesso, la posizione del 50% della popolazione. Ai suoi lati si trovano i baffi (*whisker*), inferiore e superiore, che rappresentano insieme la distribuzione dell'altro 50% della popolazione: i loro estremi rappresentano, infatti, rispettivamente, il valore minimo e quello massimo (esclusi i valori considerati anomali, i c.d. *outlier*).

¹⁹ L'asse delle ordinate è stato tagliato al 15% per permettere una migliore visualizzazione della distribuzione delle prestazioni meno diffuse. Il baffo superiore della frequenza delle chiamate di pronto intervento supera di poco il valore del 35%.

Dai dati in possesso dell'Autorità emerge che il pronto intervento²⁰ è la prestazione di gran lunga più diffusa, con oltre 10.800²¹ richieste registrate dagli operatori nell'anno 2018 su un totale di circa 107.500 utenti. Il 13% degli operatori del campione non ha indicato il dato (probabilmente perché non l'ha registrato, né potuto stimare); dei rimanenti (rappresentati nella figura 4.17), il 50% manifesta una frequenza di chiamate tra lo 0% e il 14% circa²², con una mediana pari al 5%.

Le richieste scritte di informazioni sono scarsamente diffuse: il 75% degli operatori che le registra indica una frequenza non superiore all'1,4% (terzo quartile: limite destro del *box* della figura 4.17) per le richieste di informazioni.

Prestazioni frequentemente richieste nel settore del telecalore sono la preventivazione e l'esecuzione degli allacciamenti di nuovi utenti (ricadenti nella fattispecie dei "lavori complessi") e la successiva (o, in alcuni casi, contestuale) attivazione del servizio, anche se chiaramente più diffuse sulle reti in espansione: il 50% degli esercenti manifesta, infatti, una frequenza di tali prestazioni compresa tra lo 0% e il 3,5% circa.

La fissazione di appuntamenti presso l'utente risulta essere la prestazione più richiesta dopo il pronto intervento, con il 50% degli esercenti che manifesta una frequenza tra lo 0% e il 5,5% circa e una mediana pari all'1,5%.

Si evidenziano, infine, i dati relativi alle prestazioni inerenti alla chiusura del rapporto contrattuale tra l'utente e l'operatore. In particolare, la disattivazione della fornitura è una prestazione poco richiesta dall'utente: il 75% degli operatori manifesta una frequenza di tale richiesta inferiore allo 0,3%.

Tempo di esecuzione delle prestazioni

Nell'ambito della Raccolta dati sulla Qualità commerciale è stato chiesto agli operatori che ne avessero tenuto traccia (nonostante non fosse ancora in vigore l'RQCT) di comunicare i tempi medi di esecuzione delle principali prestazioni di qualità commerciale. I dati raccolti, seppur parziali²³, risultano utili a comprendere sia l'adeguatezza degli standard imposti dall'Autorità in seguito a consultazione con gli *stakeholder*, sia la variabilità di tali tempi tra operatori. Anche in questo caso i dati sono rappresentati come *boxplot* della distribuzione del tempo medio di esecuzione delle prestazioni più richieste agli operatori (Fig. 4.18).

Per i lavori semplici²⁴, il 50% degli operatori con dati vicini alla mediana (insieme dei *box* arancione e azzurro) ha indicato valori compresi tra 3 e 10 giorni per la preventivazione e tra 2 e 10 giorni per l'esecuzione.

In merito ai lavori complessi, con dettaglio degli allacciamenti (i più richiesti dall'utente), il 50% degli operatori ha indicato tempi medi compresi tra 4,5 e 20 giorni per la preventivazione e tra 9 e 44 giorni per la realizzazione (tempi dettati anche dalla necessità di pianificare gli interventi nel medio periodo).

20 La funzione e le caratteristiche del servizio di pronto intervento nel settore del telecalore sono state definite dall'Autorità attraverso la RQCT e la RQTT, anche con riferimento alle linee guida sviluppate dal Comitato termotecnico italiano (CTI) all'interno del Protocollo di intesa siglato con l'Autorità.

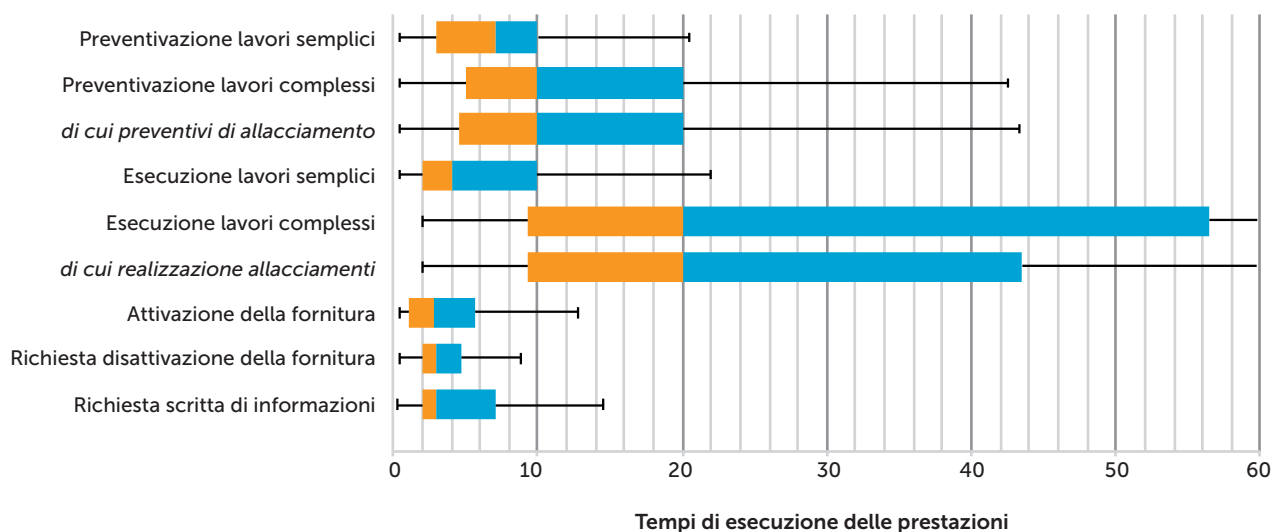
21 Il numero delle richieste di pronto intervento è estremamente disomogeneo tra gli operatori; a fronte di un esercente che ha dichiarato di aver ricevuto diverse migliaia di chiamate (oltre 18.000), circa il 36% degli operatori rispondenti ha dichiarato di non aver ricevuto chiamate di pronto intervento.

22 Il *boxplot* della frequenza delle chiamate di pronto intervento risulta tagliato a destra nella figura 4.17, per rendere più chiara la visualizzazione della frequenza di richiesta delle altre prestazioni, meno diffuse.

23 Ha fornito un valore valido dei tempi medi di esecuzione delle prestazioni un campione di esercenti limitato, compreso tra circa 30 e 55 operatori.

24 La definizione di "lavori semplici" è riportata nella RQCT; essi comprendono gli interventi sulla sottostazione d'utenza che possono essere svolti senza impatto sulla rete (chiudendo le valvole di intercettazione della sottostazione stessa). Per definizione, l'esecuzione di allacciamenti è esclusa: questi rientrano, infatti, tra i "lavori complessi".

FIG. 4.18 *Tempi medi di erogazione delle prestazioni di qualità commerciale più richieste nell'anno 2018²⁵ (in giorni lavorativi; giorni solari solo per la richiesta scritta di informazioni)*



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla Qualità commerciale nel 2018.

L'attivazione, nel 50% dei casi, avviene in tempi compresi tra 1 e 6 giorni lavorativi.

Per le richieste di disattivazione della fornitura, il 50% degli operatori del campione la effettua in tempi compresi tra 2 e 5 giorni.

Sulle richieste scritte di informazioni, infine, il 50% degli operatori ha indicato tempi medi compresi tra 2 e 7 giorni.

Le principali prestazioni di qualità commerciale, a partire dal 1° luglio 2019, sono erogate nel rispetto degli standard di qualità commerciale previsti dall'Autorità.

²⁵ L'asse delle ordinate è stato anche in questo caso tagliato per permettere una migliore visualizzazione della distribuzione dei tempi medi delle prestazioni più rapide. Il baffo superiore dei tempi di esecuzione dei lavori complessi termina a 127 giorni, mentre lo stesso valore per il sottoinsieme dei lavori di allacciamento è di circa 95 giorni.

CAPITOLO

5

**STATO DEI
SERVIZI IDRICI**



Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica

Dal 1° gennaio 2018 è vigente una specifica regolazione in materia di qualità tecnica del servizio idrico integrato (SII), introdotta dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente con la delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr¹, che persegue il raggiungimento di livelli minimi di servizio attraverso:

- la previsione di erogazione 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 specifici²;
- l'introduzione di un meccanismo di premi-penalità nel caso di mancato conseguimento degli obiettivi fissati per alcuni indicatori ai quali sono associati standard generali di qualità, denominati "macro-indicatori"³.

Al fine di poter accedere al citato meccanismo premi-penalità, il modello di Regolazione della qualità tecnica (RQTI) richiede a ciascun gestore il conseguimento di alcuni requisiti di base, denominati "prerequisiti", che attengono ai seguenti profili: disponibilità e affidabilità dei dati comunicati, in particolare di quelli relativi alla misura; conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita e alla normativa sulla gestione delle acque reflue. In caso di mancato conseguimento di tali requisiti, è necessario presentare all'Autorità specifiche istanze nelle quali siano precisamente identificati gli impegni assunti e le tempistiche per il loro raggiungimento.

A ciascun macro-indicatore, secondo quanto definito dalla RQTI, afferiscono anche alcuni indicatori cosiddetti "semplici", da impiegarsi come ulteriori elementi di valutazione delle *performance* di qualità conseguite da ogni gestione.

Nel seguito si riportano i principali aspetti attinenti ai livelli di qualità del servizio idrico, suddividendo le informazioni per i servizi di acquedotto, fognatura e depurazione, secondo gli indicatori individuati dalla regolazione della qualità tecnica. L'analisi è, poi, completata da un focus sugli interventi pianificati per la risoluzione delle criticità rilevate sul territorio e per il conseguimento degli obiettivi di qualità tecnica delineati dalla medesima regolazione. I dati relativi alla qualità tecnica sono stati trasmessi dagli enti di governo dell'ambito (EGA)⁴ entro l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie di cui alla delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr, unitamente ai dati economici e finanziari.

L'analisi sulla qualità tecnica e sugli aspetti infrastrutturali del servizio riportata nel presente paragrafo fa riferimento, tranne che in alcuni casi⁵, all'anno 2016⁶ ed è espressione di un *panel* più ampio di quello utilizzato nella *Relazione*

1 Delibera recante "Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)".

2 I tre indicatori considerano: i) la durata massima della singola sospensione programmata, che non deve essere superiore alle 24 ore (standard specifico S1); ii) il tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile, che non deve eccedere le 48 ore (standard specifico S2); iii) il tempo minimo di preavviso per interventi che comportano la sospensione della fornitura, che non deve essere inferiore alle 48 ore (standard specifico S3).

3 Nello specifico, sono stati introdotti tre macro-indicatori per valutare aspetti attinenti al servizio di acquedotto (macro-indicatori M1, M2 e M3), un macro-indicatore relativo al servizio di fognatura (macro-indicatore M4) e due indicatori associati al servizio di depurazione delle acque reflue (macro-indicatori M5 e M6).

4 Le procedure di raccolta dei dati tecnici e tariffari sono state definite con la determina 29 marzo 2018, n. 1/2018 - DSID.

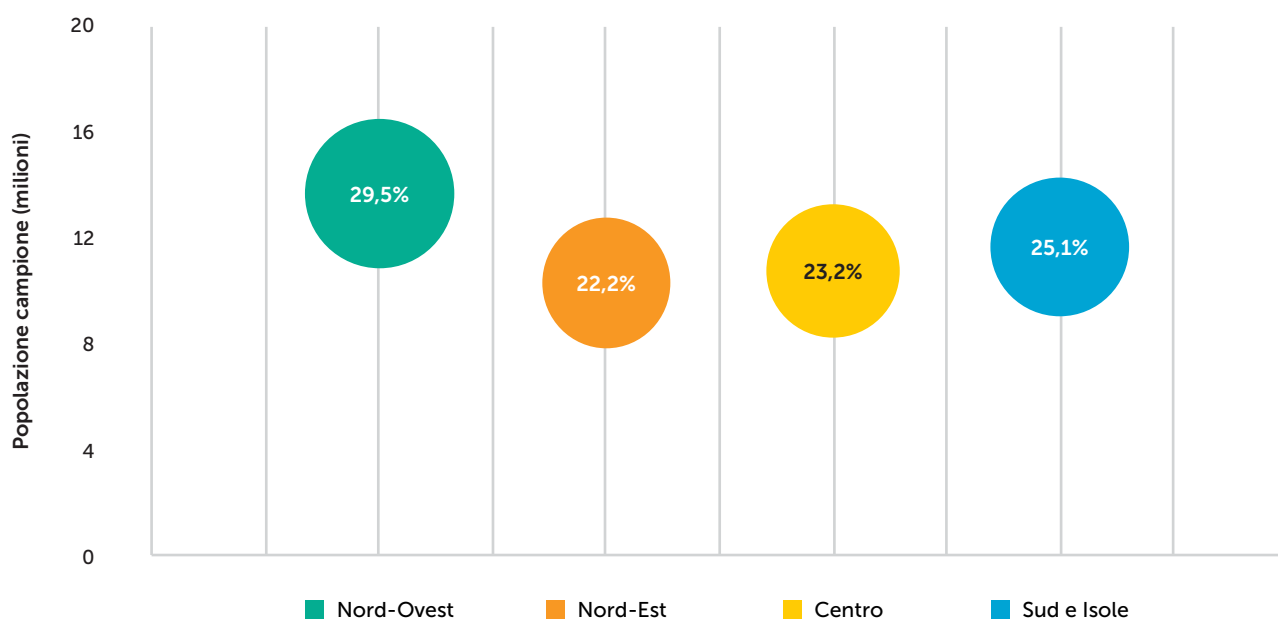
5 Per alcune gestioni, in sede di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie di cui alla delibera 918/2017/R/idr, i competenti enti di governo dell'ambito hanno evidenziato un grado di rappresentatività maggiore per i dati afferenti all'annualità 2017, ritenendo questi ultimi più idonei (in luogo di quelli relativi al 2016) ai fini dell'individuazione degli obiettivi di qualità tecnica per il 2018.

6 Il termine per la raccolta dei dati relativi al raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019 è stato differito, inizialmente al 17 giugno 2020 e quindi al 17 luglio 2020, con le misure urgenti per il servizio idrico integrato di cui alle delibere 12 marzo 2020, 59/2020/R/com e 23 giugno 2020, 235/2020/R/com, adottate alla luce dell'emergenza da Covid-19.

*Annuale 2019*⁷: è, infatti, composto da 122 gestioni, con una copertura del 76,6% della popolazione residente italiana (46,5 milioni di abitanti). Si precisa che per talune elaborazioni sono state escluse dal campione le gestioni per le quali si sono riscontrati dati carenti o palesemente errati.

Nella figura 5.1 viene rappresentata la distribuzione della popolazione del *panel* di riferimento tra le diverse aree geografiche; si osserva che la maggior parte della popolazione coinvolta è servita da gestioni del Nord Italia (oltre il 50%), il 23% è servito da gestioni del Centro e il 25% da gestioni del Sud e delle Isole.

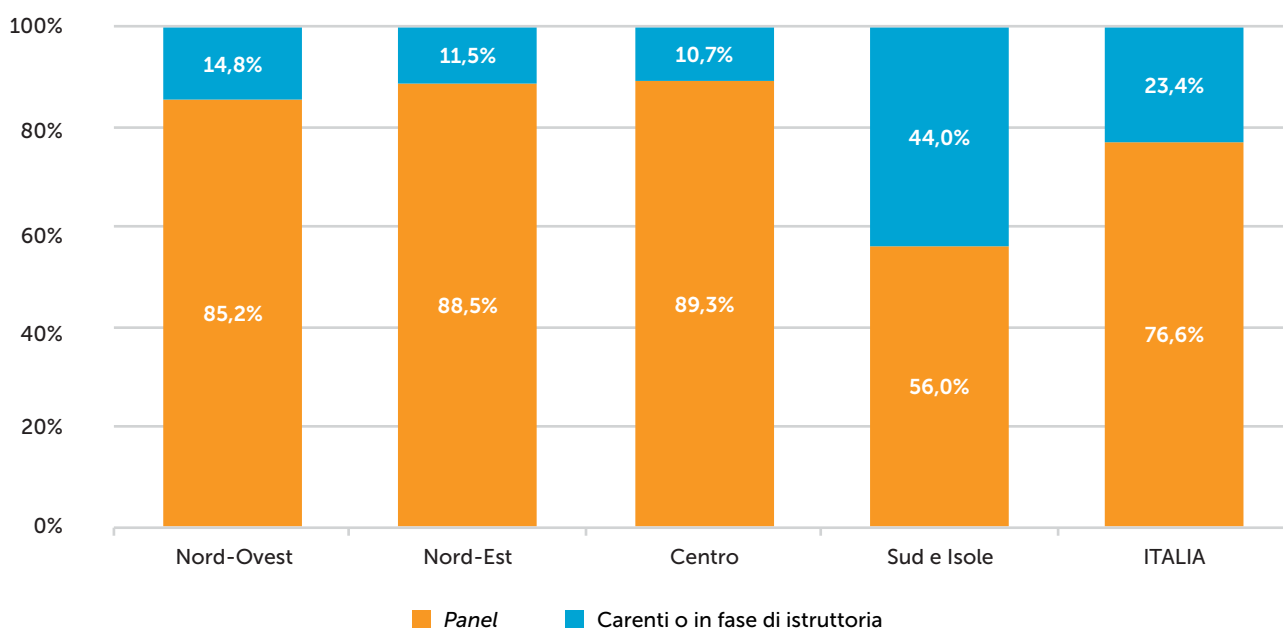
FIG. 5.1 Distribuzione della popolazione del campione per l'analisi del servizio idrico per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Confrontando la distribuzione geografica della popolazione servita dal *panel* di gestori e la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.2), si osserva che le aree maggiormente rappresentate sono quelle del Nord-Est, per le quali la copertura è dell'88,5%, del Nord-Ovest, con una copertura dell'85,2%, e del Centro, con una copertura dell'89,3%; rimane, invece, significativamente più bassa la popolazione rappresentata dai gestori del Sud e delle Isole (56,0%).

⁷ Si veda la *Relazione Annuale 2019*, Volume 1, Capitolo 5, in cui il campione di riferimento era rappresentato da 110 gestioni, con copertura del 70,6% della popolazione residente.

FIG. 5.2 Popolazione servita dai gestori del panel per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Servizio di acquedotto

L'acquedotto è definito come l'insieme delle infrastrutture di captazione, adduzione, potabilizzazione e distribuzione della risorsa idrica, e a esso afferiscono le attività di approvvigionamento, di trasporto e di trattamento della risorsa, nonché di fornitura all'utente finale.

Come precedentemente anticipato, la regolazione della qualità tecnica definisce, per il servizio di acquedotto, numerosi indicatori, suddivisi in prerequisiti, standard generali e standard specifici. In particolare, sono individuati:

- un prerequisito relativo alla disponibilità e all'affidabilità dei dati di misura per una valutazione attendibile del macro-indicatore M1, che richiede il rispetto di soglie minime di misura dei volumi di processo e di utenza;
- un prerequisito relativo alla conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita agli utenti, associato al macro-indicatore M3;
- il macro-indicatore M1, relativo alle perdite idriche, a cui è associato l'obiettivo di conservazione della risorsa idrica;
- il macro-indicatore M2, relativo alle interruzioni del servizio, a cui è associato l'obiettivo di mantenimento della continuità nell'erogazione del servizio;
- il macro-indicatore M3, relativo alla qualità dell'acqua erogata, a cui è associato l'obiettivo di garantire la tutela degli utenti dal punto di vista delle caratteristiche qualitative della risorsa idrica;
- tre standard specifici di qualità, riferiti alle prestazioni da garantire al singolo utente finale per quanto riguarda la continuità del servizio di acquedotto.

Nei successivi paragrafi saranno analizzati gli indicatori sopra descritti, a partire dai dati di qualità tecnica inviati all'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il biennio 2018 e 2019; si

approfondiranno, in aggiunta, alcuni “indicatori semplici” e gli ulteriori dati tecnici sottostanti, allo scopo di fornire una descrizione più generale delle condizioni operative delle infrastrutture e delle modalità di erogazione del servizio, evidenziando eventuali differenze tra le varie aree del Paese.

Perdite idriche

Il macro-indicatore M1, associato all’obiettivo di contenimento delle perdite idriche, è composto dai due indicatori M1a “Perdite idriche lineari”, definito come il rapporto tra il volume delle perdite idriche totali e la lunghezza complessiva della rete di acquedotto nell’anno considerato, e 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 nell’anno considerato. In funzione dei valori assunti dai due indicatori sono stabilite le classi per il macro-indicatore M1, dove la classe A si riferisce a valori di perdita ritenuti “ottimali” e di cui viene richiesto il mantenimento, mentre alla classe E (che rappresenta le condizioni più critiche, con perdite idriche più elevate) e alle classi intermedie corrispondono livelli di perdite progressivamente migliorabili⁸.

Nel presente sottoparagrafo vengono approfonditi taluni aspetti riguardanti lo stato delle infrastrutture attraverso l’analisi delle classi e dei valori del macro-indicatore M1 e di altri dati tecnici attinenti al medesimo standard generale.

Le analisi sono state condotte sull’intero *panel* di riferimento di 122 gestioni, con una copertura del 76,6% della popolazione residente italiana (46,5 milioni di abitanti).

I dati relativi alla distribuzione della popolazione servita dai gestori che appartengono alle differenti classi del macro-indicatore M1 confermano sostanzialmente quanto rilevato nella precedente *Relazione Annuale*, mostrando una grande eterogeneità nelle condizioni di partenza degli operatori (Fig. 5.3), con la popolazione che si distribuisce equamente su tutte le classi, a eccezione della classe più virtuosa (A), che è rappresentata solo dal 5% della popolazione.

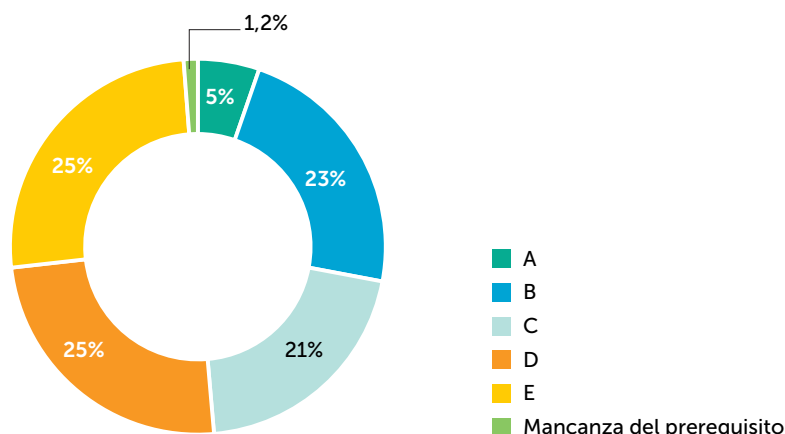
Si segnala poi la presenza di 7 gestioni, di ridotte dimensioni, prive del prerequisito relativo alla disponibilità e all’affidabilità dei dati di misura, che servono l’1,2% della popolazione.

Più in dettaglio, la figura 5.4 mostra come, nell’anno 2016, a fronte di valori medi nazionali di M1a e M1b rispettivamente pari a 24,0 m³/km/gg e 43,7%, si rinvengano forti differenze a livello territoriale: i gestori in buone condizioni di partenza (appartenenti alle classi A o B) sono maggiormente concentrati nel Nord del Paese, mentre le situazioni critiche (classi D o E) sono prevalenti nel Centro e nel Sud e nelle Isole, dove circa la metà della risorsa idrica immessa nei sistemi di acquedotto viene dispersa. La figura 5.4 riporta, inoltre, il confronto tra l’esito delle analisi svolte sul campione di riferimento della presente trattazione (linee continue azzurre) e quello emerso sulla base del campione utilizzato nella *Relazione Annuale 2019* (linee tratteggiate rosse), da cui non emergono scostamenti significativi nei valori medi di M1a e M1b.

⁸ Come previsto dal comma 6.3 della RQTI, nella classe A sono incluse le gestioni con M1a inferiore a 15 m³/km/gg e M1b inferiore a 25%, mentre nelle restanti classi vale la *performance* dell’indicatore peggiore, tenendo conto del fatto che:

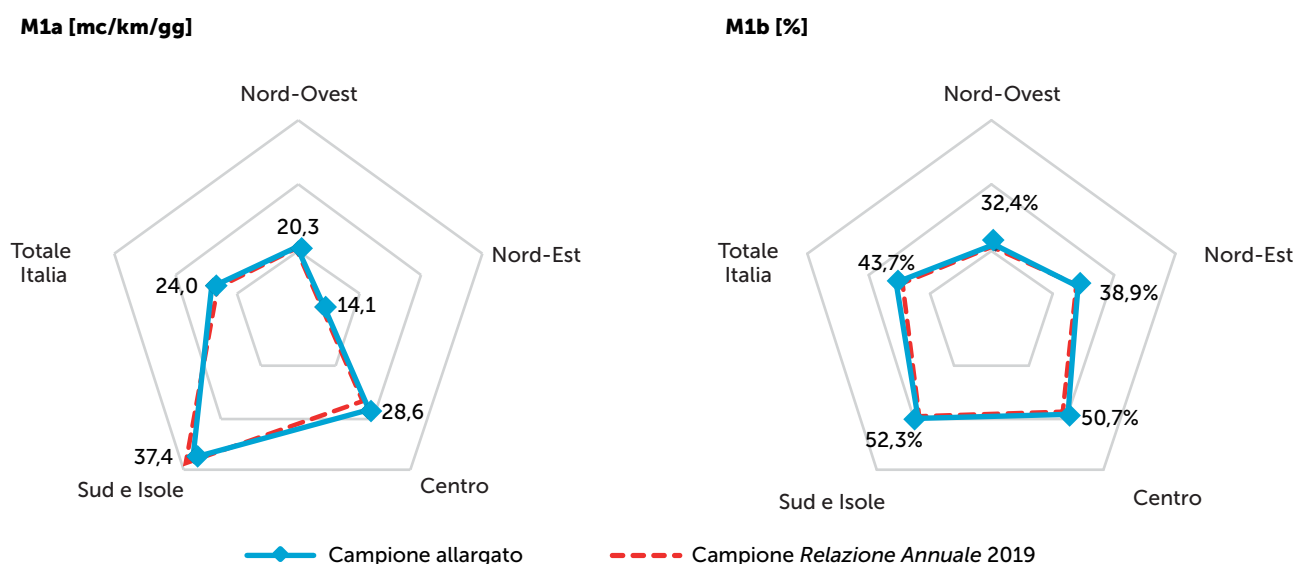
- per l’indicatore M1a: la classe B è identificata da valori compresi tra 15 e 25 m³/km/gg, la classe C è compresa tra 25 e 40 m³/km/gg, la classe D si colloca tra 40 e 60 m³/km/gg e la classe E identifica le gestioni con indicatore maggiore o uguale a 60 m³/km/gg;
- per l’indicatore M1b: la classe B è identificata da valori compresi tra il 25% e il 35%, la classe C da valori tra il 35% e il 45%, la classe D da valori tra il 45% e il 55% e la classe E identifica le gestioni con indicatore maggiore o uguale a 55%.

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 all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.4 Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Complementare all'andamento rilevato per le perdite idriche risulta l'analisi sui volumi medi giornalieri *pro capite*⁹ prelevati¹⁰ a uso potabile nelle diverse aree geografiche e la quota parte di volumi fatturati all'utente finale (Figg. 5.5. e 5.6).

Da tali dati emerge, innanzitutto, l'elevato prelievo idrico a uso potabile caratteristico dell'Italia, con un livello che si colloca tra i più elevati in Europa¹¹ e contribuisce ad acuire le problematiche di stress idrico e di scarsità della risorsa presenti in alcuni territori.

⁹ Analisi effettuata dividendo i volumi totali per la Popolazione residente servita (PRA), non essendo possibile scorporare i volumi per la sola tipologia di utenza domestica.

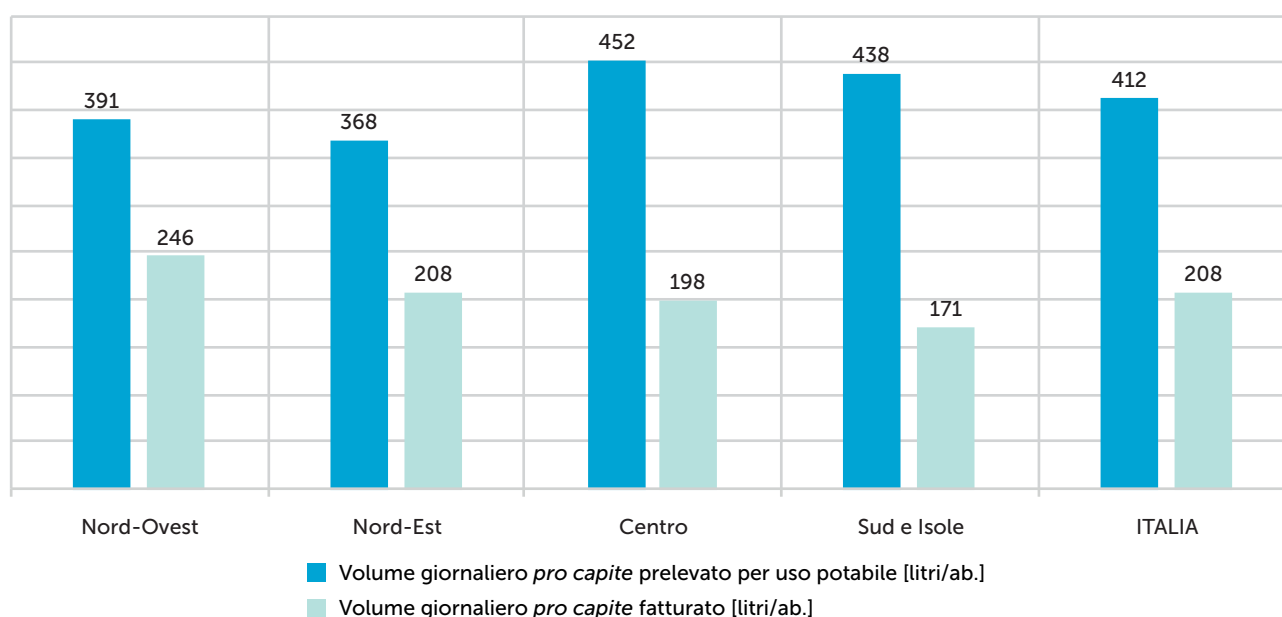
¹⁰ Volumi in ingresso nei sistemi di acquedotto, prelevati direttamente dall'ambiente o indirettamente, tramite scambi con altri soggetti.

¹¹ Secondo l'Istat (che per gli altri paesi fa a sua volta riferimento a dati Eurostat), il valore *pro capite* annuo in Italia nel 2016 è stato superiore ai 150 m³ per abitante (calcolato sugli abitanti residenti), a fronte di valori nell'ordine di 80 m³ *pro capite* in Francia, 100 m³ *pro capite* in Spagna e 60 m³ *pro capite* in Germania.

In secondo luogo, si evidenziano differenze tra i volumi prelevati e fatturati nelle varie aree geografiche del Paese, con valori maggiori nel Centro Italia e nel Sud e nelle Isole, anche in ragione del più elevato livello di perdite idriche nelle reti e negli impianti di acquedotto mediamente registrato in queste zone. Si consideri, peraltro, che i valori mostrati nella figura 5.5 per il Sud risultano sottostimati per la presenza di infrastrutture di trasporto a monte della filiera non incluse nel *panel* di gestioni analizzato.

La differenza tra i valori dei volumi *pro capite* nelle diverse aree del Paese è, altresì, influenzata, oltre che dai diversi livelli di perdite, da vari altri fattori, fra cui la presenza di utenze commerciali e industriali più o meno idro-esigenti, il turismo e l'incidenza di altre utenze non residenti.

FIG. 5.5 Volumi medi giornalieri pro capite prelevati e fatturati (in litri/(ab x giorno))



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

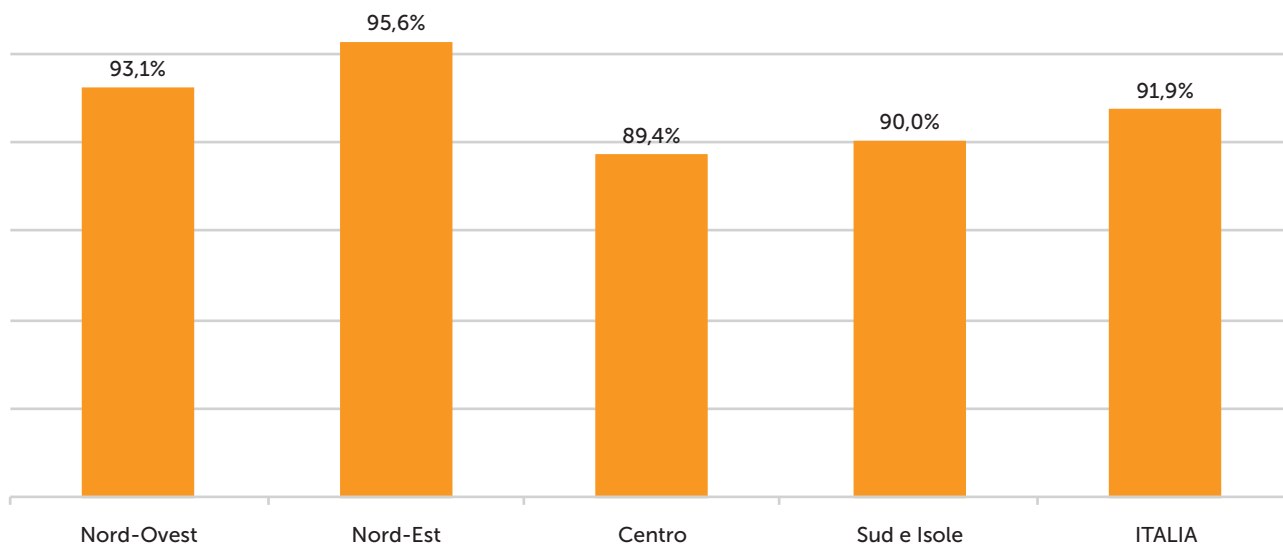
Come già anticipato, al fine di assicurare l'attendibilità del calcolo del macro-indicatore M1, la RQTI ha introdotto il requisito relativo alla disponibilità e all'affidabilità dei dati di misura. In particolare, tale requisito prevede il rispetto di due soglie minime di misura, rispettivamente pari al 70% dei volumi di processo totali e al 90% dei volumi di utenza totali, ai fini della determinazione del volume complessivo di perdite idriche¹².

Con riferimento all'anno 2016, gran parte delle gestioni del campione risulta rispettare il requisito, sia relativamente alla misura di processo (media nazionale dell'89,9% di volumi misurati), sia relativamente alla misura di utenza (media del 96,0% di volumi misurati).

Nel complesso, esaminando il rapporto tra volumi misurati e volumi totali, con riferimento sia alla misura di processo sia alla misura di utenza, si osserva (Fig. 5.6) un valore medio a livello nazionale pari al 91,9%, con talune differenze tra le aree geografiche. In particolare, si rilevano minori quote di volumi misurati nelle aree del Centro (89,4%) e del Sud e delle Isole (90,0%)¹³.

¹² La misura di processo è funzionale alla gestione efficiente degli impianti e delle reti; la misura di utenza si riferisce alla gestione dei misuratori installati presso gli utenti finali.

¹³ Si noti che i valori generalmente elevati del requisito e del rapporto tra i volumi misurati e i totali sono da ricondursi alle modalità con le quali si ritengono misurati i volumi ai sensi della RQTI ai fini del rispetto del requisito medesimo. Per maggiori dettagli si veda l'art. 20 della RQTI.

FIG. 5.6 Quota di volumi misurati sui volumi totali per area geografica (in m³ misurati/m³ totali)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Sempre nell'ambito della misura, ma con riferimento specifico ai volumi di utenza, si segnalano, tuttavia, due criticità: la prima relativa al permanere di casi, benché residuali, di utenze tuttora prive di misuratori o con sistemi di fornitura a bocca tarata; la seconda legata all'elevata vetustà rilevata per i misuratori comunque installati (nel 2017, infatti, il 54% dei misuratori di utenza risultava caratterizzato da un'età superiore a 10 anni¹⁴). Tale condizione dovrebbe presumibilmente migliorare a seguito dei piani di sostituzione massiva intrapresi da molti gestori, anche al fine di ottemperare al decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93 relativo ai controlli sugli strumenti di misura¹⁵.

In tema di disponibilità dei dati di misura alle utenze finali, occorre preliminarmente sottolineare la presenza significativa nel settore idrico di utenze condominiali¹⁶, che, pur costituendo mediamente l'8% circa del totale delle utenze, hanno un peso elevato in termini di utenze indirette sottese¹⁷.

Esaminando i dati trasmessi, infatti, le utenze indirette costituiscono il 42% circa del totale delle utenze (considerando la somma delle utenze dirette e di quelle indirette) (Fig. 5.7). Nello specifico, tale quota di utenze indirette è composta per la maggior parte (96% circa) da utenze domestiche, ma, sebbene in numero limitato (4%), le restanti utenze non domestiche potrebbero avere consumi rilevanti, incidendo in maniera significativa sui volumi fatturati all'utenza condominiale che le sottende.

14 Cfr. *Relazione Annuale 2019*, Volume 1, Capitolo 5.

15 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".

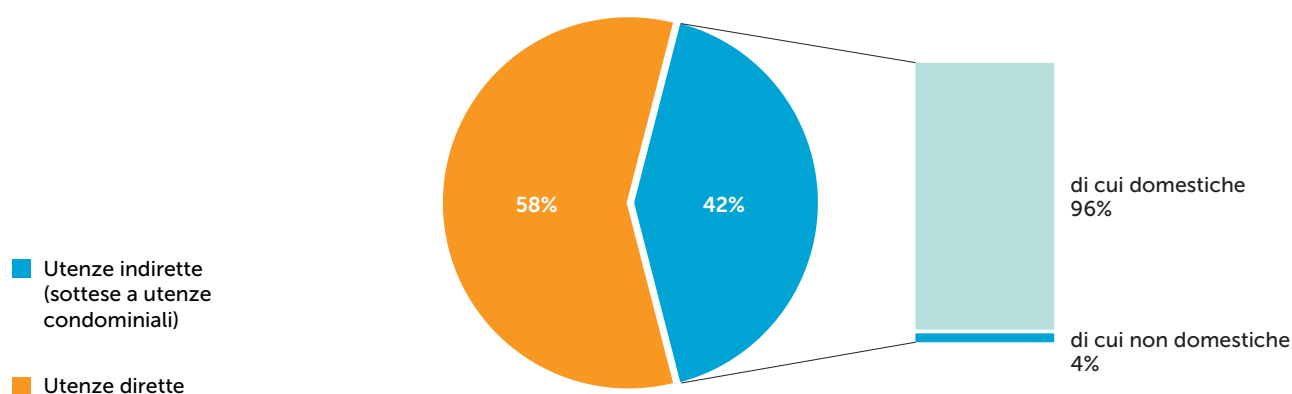
16 Ai sensi della RQTI, l'utenza condominiale è definita come "l'utenza finale servita da un unico punto di consegna che distribuisce acqua a più unità immobiliari, anche con diverse destinazioni d'uso".

17 Ai sensi della RQTI, gli utenti indiretti sono "i destinatari finali del servizio erogato all'utenza condominiale e coincidono con le unità immobiliari sottese al contratto di fornitura di uno o più servizi del SII".

Tale situazione determina alcune problematiche del tutto peculiari nel servizio idrico, legate in primo luogo all'indisponibilità dell'informazione sui consumi per singola unità immobiliare¹⁸, utile per aumentare la consapevolezza e promuovere l'utilizzo efficiente della risorsa idrica da parte degli utenti, e, in secondo luogo, alla compresenza di consumatori sia domestici sia non domestici sottesi alla medesima utenza condominiale¹⁹.

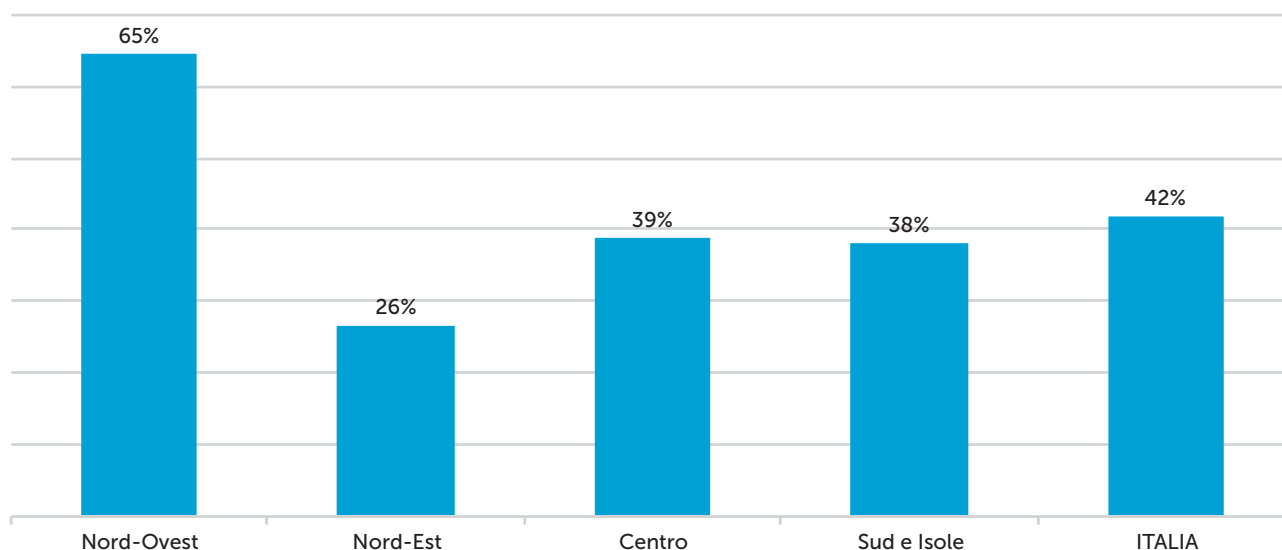
Analizzando il peso delle utenze indirette (ovvero delle unità immobiliari sottese al condominio) sul totale delle utenze di acquedotto²⁰ nelle differenti aree geografiche (Fig. 5.8), si osserva che l'incidenza è molto elevata nel Nord-Ovest (65% circa), mentre risulta inferiore alla media nel Nord-Est (26%).

FIG. 5.7 Ripartizione percentuale media tra utenze dirette e indirette



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.8 Incidenza percentuale di utenze indirette per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

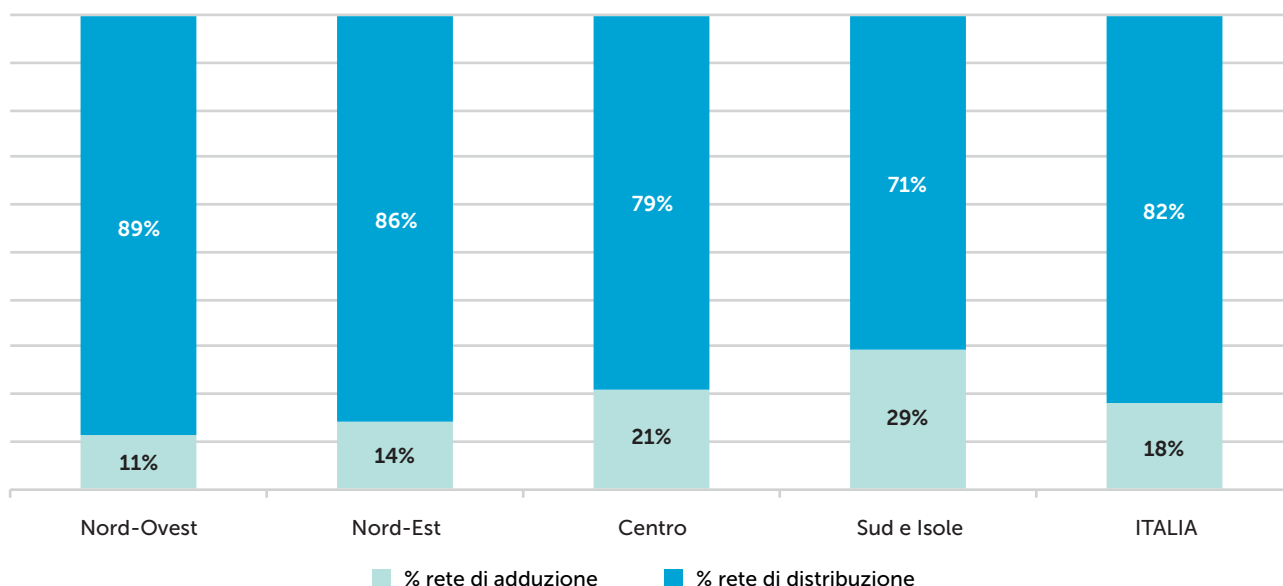
¹⁸ Occorre precisare che in diverse zone d'Italia il solo strumento valido dal punto di vista metrico per stabilire i consumi relativi alle utenze condominiali consiste in un unico misuratore, che considera tutte le utenze aggregate come un'unica utenza. Pertanto, i consumi relativi a ciascuna unità immobiliare derivano da un riparto di tale valore complessivo, secondo modalità che spesso non rispecchiano gli effettivi consumi dell'utenza indiretta.

¹⁹ Al fine di attenuare questa problematica, oltre a quanto già previsto nei provvedimenti relativi al TICS (Testo integrato corrispettivi servizi idrici) e al REMSI (Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato) – adottati rispettivamente mediante le delibere 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr e 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr –, il metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3), approvato con delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, prevede la facoltà di ricomprendere tra i costi operativi eventuali oneri aggiuntivi legati all'implementazione di misure tese a rendere gli utenti (anche delle singole unità immobiliari sottese alle utenze condominiali) maggiormente consapevoli dei propri consumi, nonché a favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura, ove ne ricorrano i presupposti.

²⁰ Nello specifico, il numero di utenze indirette è rapportato al numero complessivo di utenti finali per il servizio di acquedotto, calcolato come somma tra utenze finali non condominiali e utenze indirette.

In relazione agli ulteriori dati tecnici sottesi al macro-indicatore M1, in particolare alla lunghezza delle reti acquedottistiche, occorre innanzitutto precisare che queste si suddividono generalmente in reti di adduzione, aventi funzione di trasporto della risorsa idrica, e in reti di distribuzione, con funzione di fornitura dell'acqua agli utenti finali. Sulla base dei dati raccolti, si evidenzia (Fig. 5.9) che la prima tipologia costituisce circa il 18% della rete principale di acquedotto (adduzione e distribuzione, escluse le derivazioni di utenza), mentre la seconda tipologia pesa per il restante 82%. Il peso delle reti di adduzione è minimo nel Nord Italia (11% nel Nord-Ovest e 14% nel Nord-Est), dove le fonti di approvvigionamento sono in genere diffuse e più vicine ai luoghi di consumo, mentre è maggiore nel Sud e nelle Isole (29%), dove la più alta concentrazione e la lontananza dai luoghi di consumo delle fonti di captazione implicano la presenza di maggiori infrastrutture di trasporto. Si sottolinea che tale analisi è relativa alle sole gestioni che forniscono anche il servizio di distribuzione: il peso della lunghezza delle reti di adduzione sul totale risulterebbe più elevato, soprattutto nel Sud e nelle Isole, se si considerassero anche le gestioni che erogano il solo servizio all'ingrosso.

FIG. 5.9 Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto per area geografica

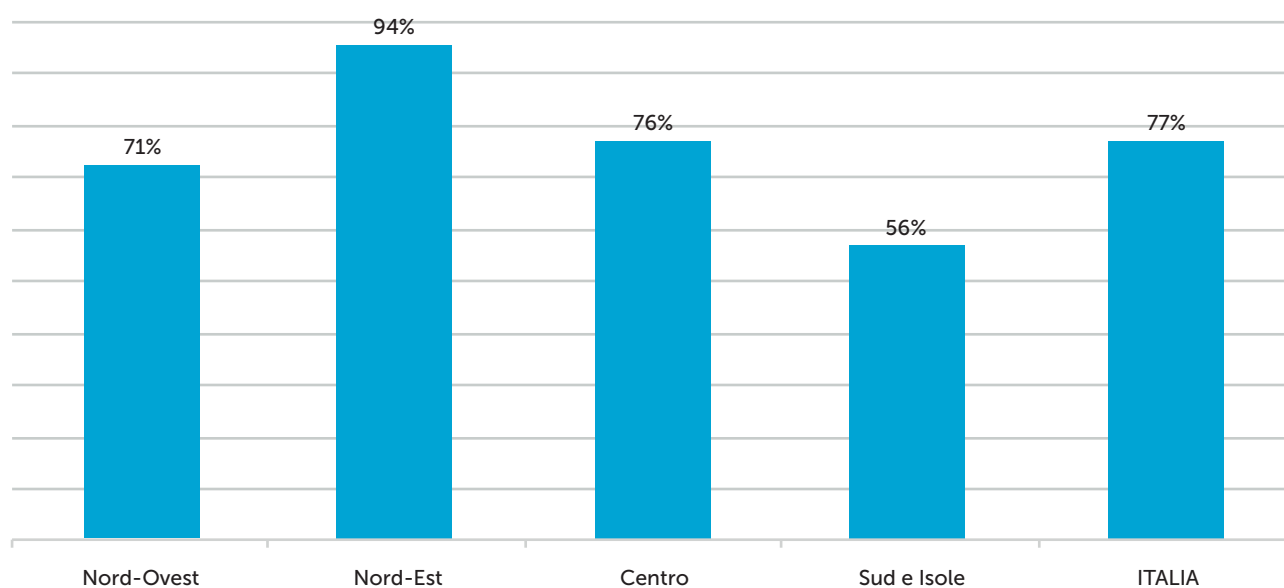


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Sempre con riferimento alle reti di adduzione e distribuzione, si osserva che non è ancora stata completata la loro georeferenziazione (Fig. 5.10). Le reti di adduzione e distribuzione georeferenziate risultano, in media, pari a circa il 77% del totale, percentuale che sale al 94% nel Nord-Est, mentre scende al 56% nel Sud e nelle Isole. Sebbene tali percentuali siano in aumento rispetto agli anni passati, non appaiono, però, ancora consolidate in molte realtà la conoscenza e la digitalizzazione delle informazioni relative alle coordinate di posa e alle caratteristiche tecniche delle infrastrutture di acquedotto.

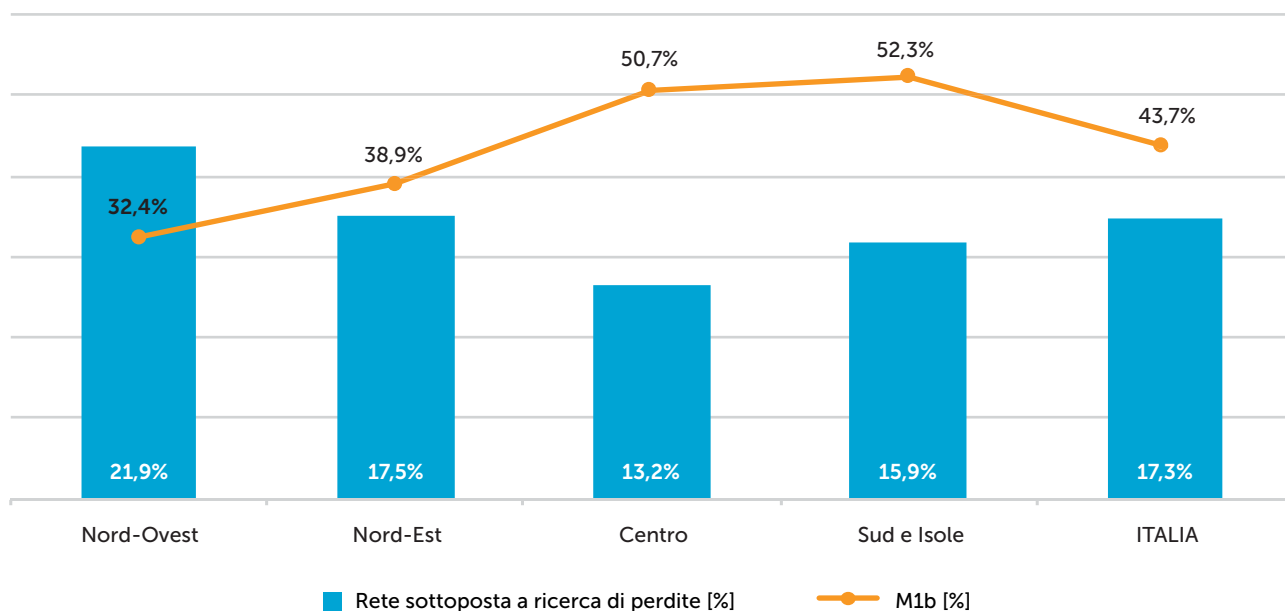
I dati acquisiti mostrano un tasso di sostituzione delle reti di adduzione e distribuzione relativo all'anno 2016 pari allo 0,39%. Si tratta di un valore contenuto, ancora lontano dal valore del 2%, coerente con una vita utile tecnica di 50 anni relativa a tali infrastrutture. A livello territoriale il Centro presenta un tasso pari allo 0,50%, il più elevato tra quelli delle diverse aree geografiche²¹.

²¹ Uno stimolo all'incremento del tasso di rinnovo delle condotte è stato recentemente introdotto con la delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr (recante l'approvazione del metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio – MTI-3), che richiede la predisposizione, da parte dell'ente di governo dell'ambito, del Piano delle opere strategiche per lo sviluppo delle infrastrutture idriche (POS), il quale "prevede, entro il 2027, un saggio di rinnovo delle infrastrutture (...) coerente con la vita utile delle medesime e riporta, in ciascun anno, lo sviluppo delle misure tese ad assicurare il relativo percorso di convergenza" (comma 3.4).

FIG. 5.10 Percentuale di reti di adduzione e distribuzione georeferenziate

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Analizzando le sole reti di distribuzione (escluse le derivazioni di utenza), si osserva (Fig. 5.11) che l'attività di ricerca delle perdite idriche, effettuata con tecniche acustiche o tecnologie differenti aventi il medesimo scopo, risulta realizzata in media sul 17,3% delle reti, con maggiore diffusione nel Nord-Ovest (21,9%), mentre valori inferiori si registrano nel Nord-Est (17,5%) nel Sud e nelle Isole (15,9%) e nel Centro (13,2%).

FIG. 5.11 Percentuale di rete di distribuzione sottoposta a ricerca di perdite per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Un confronto tra la percentuale di rete sottoposta ad attività di ricerca delle perdite e i valori medi delle perdite idriche percentuali (M1b) mostra una correlazione tra i due dati, confermando come l'attività di ricerca delle perdite possa essere ritenuta uno tra i fattori imprescindibili per il contenimento delle dispersioni idriche.

Si registra, infine, una non trascurabile estensione delle reti di distribuzione distrettualizzate telecontrollate, che risultano pari al 21,8% del totale delle reti di distribuzione. Tale dato, assieme a quello relativo all'attività di ricerca delle perdite, risulta migliore di quello comunicato per l'anno 2015 e sembra suggerire una stabile tendenza, da parte dei gestori, a porre in essere iniziative tese al miglioramento e all'intensificazione delle attività di monitoraggio e di controllo delle perdite idriche.

Continuità del servizio

Il macro-indicatore M2, relativo alla continuità del servizio di acquedotto, è definito come la somma delle durate delle interruzioni programmate e non programmate annue, moltiplicate per il numero di utenti finali²² interessati dall'interruzione, rapportata al numero totale di utenti finali serviti dal gestore. Per tale indicatore, anche in ragione del fatto che alcune delle grandezze richieste per il relativo calcolo non risultavano rilevate o stimate prima dell'avvio della regolazione della qualità tecnica, l'applicazione del meccanismo di incentivazione della RQTI prende avvio a partire dall'anno 2020.

Nel presente sottoparagrafo, partendo dall'analisi di classi e valori del macro-indicatore M2, saranno approfonditi alcuni aspetti riguardanti la continuità del servizio e i relativi standard specifici. Le analisi sono riferite a un *panel* composto da 91 gestioni²³, con una copertura del 62,6% della popolazione residente italiana (38,0 milioni di abitanti).

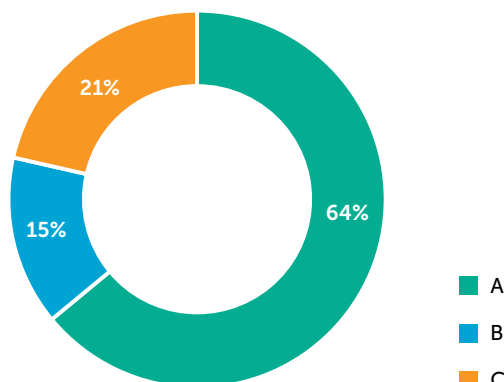
L'analisi dei dati, relativi alla distribuzione della popolazione servita dai gestori per classi del macro-indicatore M2 (Fig. 5.12), evidenzia come, nel 2016, per circa i due terzi del campione si rilevi una situazione buona (classe A, con durata delle interruzioni inferiore alle 6 ore/anno per utente), per il 15% una condizione meritevole di attenzione (classe B) e per il restante 21% una situazione critica (classe C, con durata maggiore o uguale alle 12 ore/anno).

In particolare, relativamente alla distribuzione geografica, per il citato macro-indicatore M2 (Fig. 5.13) si riscontrano valori mediamente contenuti nel Nord-Ovest e nel Nord-Est (rispettivamente 0,54 ore/anno e 1,73 ore/anno), valori significativamente superiori nel Centro Italia (47,63 ore/anno, a causa degli alti valori riportati da due gestioni, escludendo le quali il valore medio si attesterebbe a 15,19 ore/anno) e ancora più elevati nel Sud e nelle Isole (277,79 ore, anche in ragione dei valori superiori al migliaio comunicati da quattro gestioni, che servono complessivamente circa 1,5 milioni di abitanti). Considerando gli andamenti delle linee continue azzurre (relative al campione di riferimento della presente trattazione) e delle linee tratteggiate rosse (riferite al campione esaminato nella *Relazione Annuale* 2019), i valori di M2 nelle differenti aree geografiche risultano simili, a eccezione del Sud e delle Isole, area per la quale l'introduzione nel *panel* di ulteriori gestioni fa riscontrare un valore di M2 quasi triplo rispetto alle analisi condotte in precedenza.

22 Nel caso di utenze condominiali deve essere conteggiato il numero di utenti indiretti sottesi, ai sensi dell'art. 9 della RQTI.

23 Come precedentemente evidenziato, la minore dimensione del campione per questo macro-indicatore è motivata dalla circostanza che alcune delle grandezze sottese alla costruzione dell'indicatore generalmente non risultavano rilevate o stimate precedentemente all'entrata in vigore della regolazione della qualità tecnica.

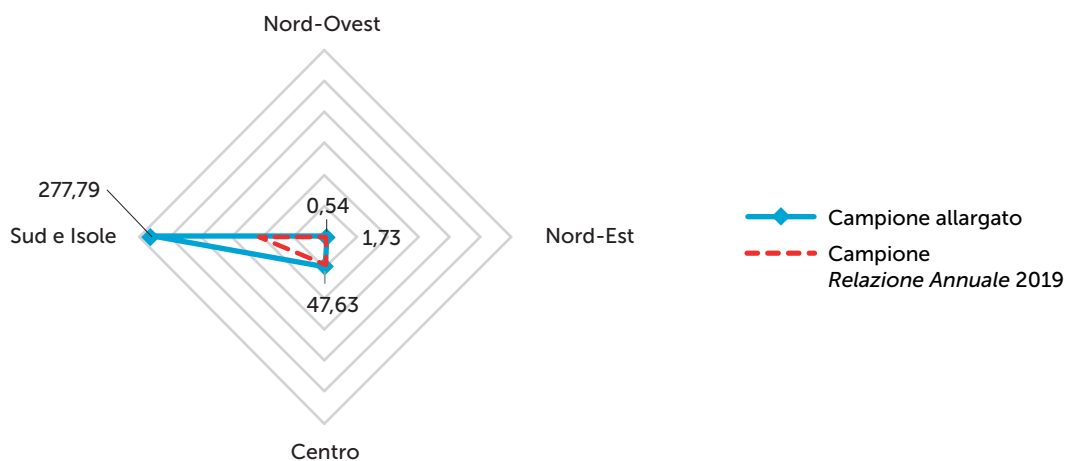
FIG. 5.12 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.13 Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto per area geografica (in ore/(anno x utente))

M2 [ore]



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

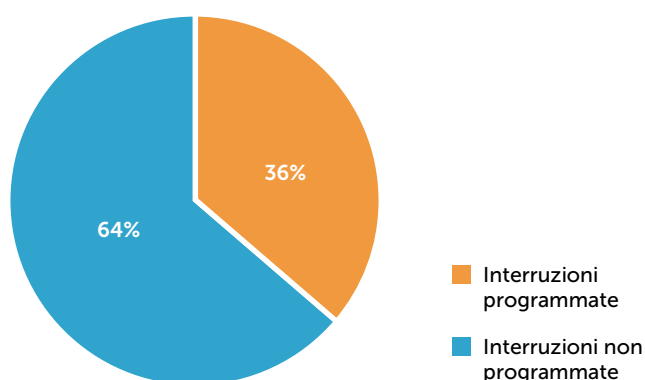
Dai valori del macro-indicatore in discorso emerge chiaramente il *water service divide* esistente tra Nord e Sud Italia; di fatto, per alcune gestioni localizzate in quest'ultima area la difficoltà nel garantire la continuità del servizio si configura non tanto come evento eccezionale dovuto a interruzioni per interventi programmati o disservizi su rete e impianti, ma piuttosto come fenomeno strutturale, legato a turnazioni del servizio per significativi periodi di tempo (talvolta con andamento stagionale) e per quote rilevanti di popolazione servita. Si evidenzia, a tale proposito, che l'Autorità ha sottoposto a specifici approfondimenti le situazioni in cui il gestore ha manifestato problemi strutturali di mantenimento della continuità del servizio, richiedendo al competente ente di governo dell'ambito di presidiare l'efficacia degli investimenti individuati nel programma degli interventi per contenere tale fenomeno.

Come sopra accennato, la regolazione della qualità tecnica ha fissato – anche tenuto conto di quanto già disposto dalla normativa sovraordinata – tre indicatori specifici²⁴, attinenti alla continuità del servizio idropotabile, introducendo l’obbligo di corresponsione di indennizzi automatici alle utenze (generalmente non previsti in precedenza) nel caso di mancato rispetto degli standard richiesti. Nel seguito viene presentata un’analisi²⁵ del confronto tra le tempistiche riferite alle interruzioni del servizio registrate per il 2016 e le tempistiche associate ai menzionati standard specifici; si premette, tuttavia, che nell’anno in esame la maggior parte dei gestori non rilevava le informazioni secondo le modalità richieste dalla regolazione della qualità tecnica, entrata in vigore solo successivamente.

Per quanto attiene alla tipologia delle interruzioni del servizio²⁶ (Fig. 5.14), si riscontra una prevalenza di quelle non programmate (64%), ovvero relative a segnalazioni al pronto intervento (o avviso di telecontrollo/controllo interno) e riconducibili a situazioni di disagio o di pericolo tali da richiedere interventi non differibili nel tempo. Residua, dunque, un 36% di interruzioni programmate, per le quali è possibile attenuare il disagio arrecato all’utenza rispettando le tempistiche minime di preavviso stabilite (standard specifico S3) e limitando il più possibile la durata dell’interruzione (standard specifico S1).

Analizzando le interruzioni con riferimento al mancato rispetto delle tempistiche introdotte dagli standard specifici S1, S2 e S3 (Fig. 5.15), si osservano un’incidenza significativa di ritardi in relazione alla durata massima delle interruzioni programmate (24 ore) associata allo standard S1 (12,1% delle interruzioni programmate) e un’incidenza non trascurabile di ritardi nella comunicazione agli utenti rispetto al tempo minimo di preavviso (48 ore) per interventi programmati con sospensione della fornitura previsto dallo standard S3 (6,2% delle interruzioni programmate). Al contempo, si rileva che solo l’1,0% delle interruzioni ha richiesto l’attivazione del servizio sostitutivo di emergenza, quasi sempre reso disponibile nei tempi previsti dallo standard S2. Nello specifico, solo nell’1,0% delle interruzioni con attivazione del servizio di emergenza si registra un tempo di attivazione superiore alle 48 ore.

FIG. 5.14 Interruzioni programmate e non programmate

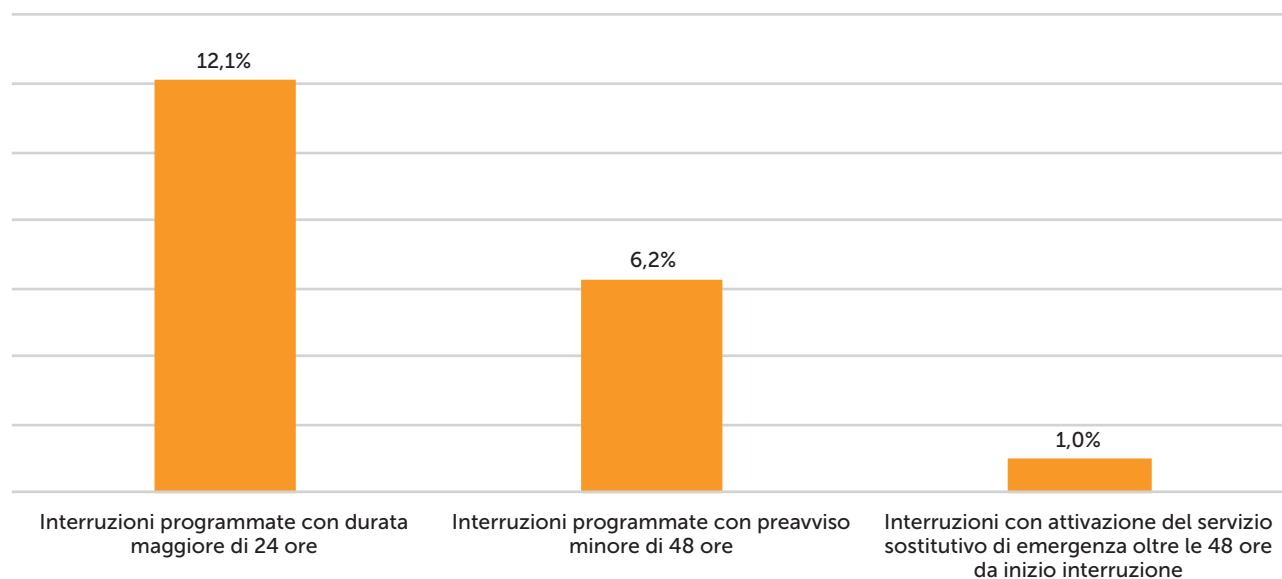


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all’aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

24 Tali standard specifici fanno riferimento ai seguenti indicatori: S1 "Durata massima della singola sospensione programmata" (pari a 24 ore); S2 "Tempo massimo per l’attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile" (pari a 48 ore); S3 "Tempo minimo di preavviso per interventi programmati che comportano una sospensione della fornitura" (pari a 48 ore).

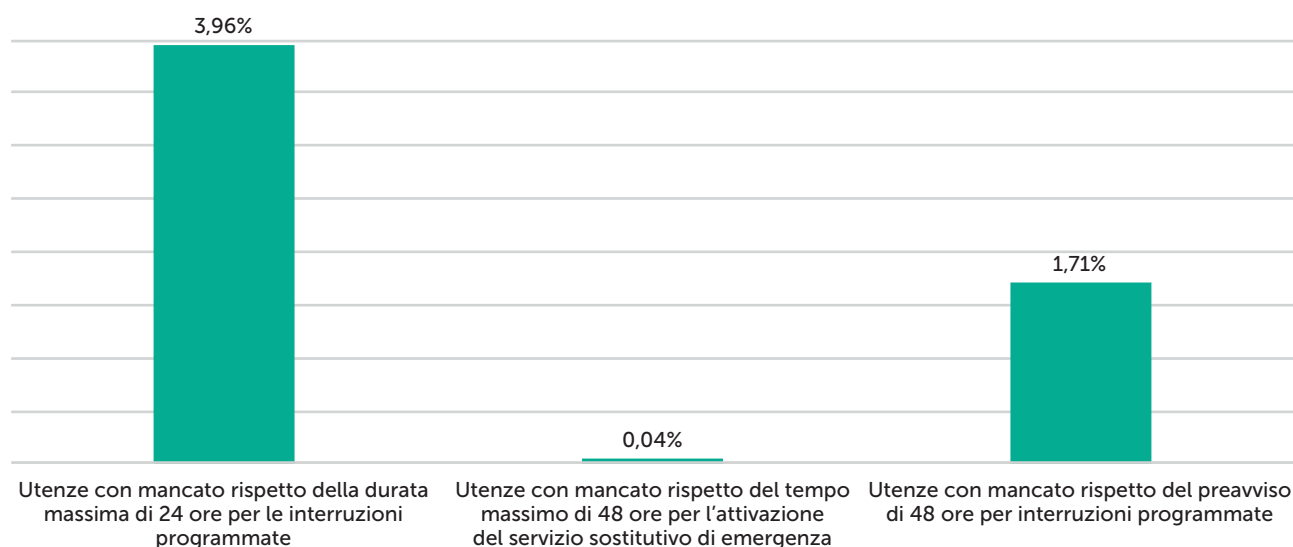
25 Analisi con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, del 61,7% per i dati sulle interruzioni programmate e non programmate e del 40,6% per i dati sul ritardo rispetto alle tempistiche previste dagli standard specifici e sulle utenze coinvolte.

26 La RQTI definisce interruzione del servizio di acquedotto "la mancata fornitura del servizio, per un utente finale, alle condizioni minime di portata e carico idraulico definite dalla normativa vigente o, nei casi previsti, specificate nel contratto di utenza; sono ricomprese tutte le tipologie di interruzione, incluse quelle per razionamento idrico in condizioni di scarsità". Sono escluse dall’analisi effettuata le interruzioni di durata inferiore a 1 ora.

FIG. 5.15 Interruzioni con mancato rispetto delle tempistiche previste dagli standard specifici

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Osservando il numero delle utenze finali (comprese quelle indirette) interessate dal mancato rispetto delle tempistiche associate agli standard specifici²⁷ in rapporto alle utenze totali (Fig. 5.16), si ha la conferma che si registrano più spesso ritardi in relazione alla durata delle interruzioni programmate (3,96% delle utenze) e al tempo di preavviso per interventi programmati con sospensione della fornitura (1,71% delle utenze); tuttavia, occorre rilevare come il ritardo rispetto al tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza associato allo standard S2, sebbene possa sembrare di entità poco rilevante (riguardando lo 0,04% degli utenti), abbia generalmente un impatto considerevole sulle utenze coinvolte, poiché all'attivazione del servizio sostitutivo le utenze stanno subendo una sospensione del servizio da almeno 48 ore.

FIG. 5.16 Percentuale di utenze finali interessate dal mancato rispetto delle tempistiche associate agli standard specifici rapportata al totale delle utenze

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

²⁷ Si specifica che gli utenti interessati dalle interruzioni sono conteggiati tante volte quante sono le interruzioni.

Qualità dell'acqua

Il tema della qualità dell'acqua erogata è di fondamentale importanza per la valutazione del servizio di acquedotto reso alle utenze finali, tanto che si assiste a crescenti attività di implementazione dei *Water Safety Plan* (WSP, Piani di sicurezza dell'acqua) da parte dei gestori, a seguito del recepimento della direttiva 2015/1787/UE²⁸ (con il passaggio da un approccio di tipo reattivo nei controlli di qualità dell'acqua a un approccio di tipo preventivo, basato sull'analisi del rischio), nonché a nuovi interventi normativi in ambito europeo con l'ormai imminente finalizzazione del processo di revisione della direttiva 1998/83/CE²⁹, che porterà numerose innovazioni all'attuale quadro di riferimento in materia.

Come precisato *supra*, la qualità dell'acqua erogata è valutata, nella regolazione della qualità tecnica, tramite il macro-indicatore M3, composto da tre indicatori, che considerano:

- la presenza e la *magnitudo* delle ordinanze di non potabilità rilevate nell'anno (indicatore M3a, espresso in termini di utenze³⁰ interessate e durata di ciascuna ordinanza);
- il tasso di non conformità ai limiti stabiliti dalla normativa in materia, espresso sia in termini di numero di campioni non conformi sul totale dei campioni eseguiti nell'ambito dei controlli interni (indicatore M3b), sia in termini di numero di parametri non conformi sul totale dei parametri analizzati nell'ambito dei medesimi controlli interni (indicatore M3c).

Inoltre, al macro-indicatore M3 è associato un prerequisito relativo alla conformità alla normativa in materia di qualità dell'acqua erogata, che prevede che sia precluso l'accesso al meccanismo incentivante previsto per tale macro-indicatore a tutte le gestioni che non abbiano adempiuto agli obblighi di esecuzione dei controlli interni necessari a verificare la qualità dell'acqua distribuita.

Nel presente sottoparagrafo, partendo dall'analisi di classi e valori del macro-indicatore M3, saranno approfonditi alcuni aspetti riguardanti la qualità dell'acqua erogata in riferimento a un *panel* composto da 121 gestioni³¹, con una copertura del 76,5% della popolazione residente italiana (46,4 milioni di abitanti). L'anno di riferimento considerato è il 2016.

I dati relativi alla distribuzione della popolazione sottesa ai gestori che appartengono alle differenti classi del macro-indicatore M3 (Fig. 5.17) mostrano che per il 10% della popolazione si riscontrano condizioni ottimali (classe A, caratterizzata dall'assenza di ordinanze di non potabilità nell'anno di riferimento), il 46% del campione si trova in una situazione intermedia (classi B, C o D, caratterizzate da un numero limitato di ordinanze di non potabilità, associato a un tasso non trascurabile di campioni e parametri non conformi) e il restante 44% circa affronta una situazione critica (classe E, con impatti significativi in termini di numero e/o durata delle ordinanze di non potabilità nell'anno).

28 Direttiva recepita in Italia dal decreto del Ministero della salute 14 giugno 2017, che modifica il decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31.

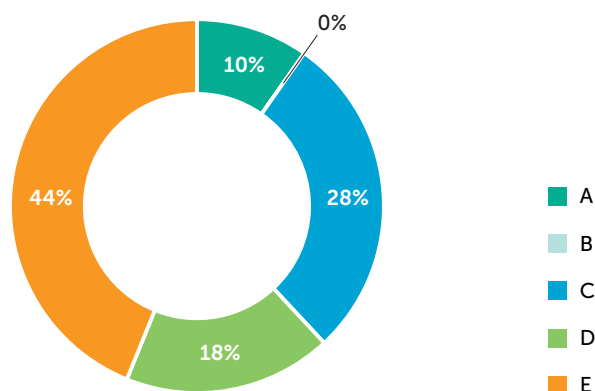
29 Con il documento COM(2017) 753 final la Commissione europea ha presentato la proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano (rifusione).

30 Nel caso di utenze condominiali deve essere conteggiato il numero di utenti indiretti sottesi, ai sensi dell'art. 11 della RQTI.

31 La consistenza del *panel* può variare da un indicatore all'altro, oltre che per la motivazione illustrata nella nota 23 per il macro-indicatore M2, in ragione: dell'applicazione, per talune gestioni, del meccanismo incentivante ai soli macro-indicatori per i quali vi sia il rispetto dei prerequisiti (art. 24.2 della RQTI); del fatto che i soggetti che non gestiscono l'intero servizio idrico integrato sono interessati solo dagli indicatori relativi ai singoli servizi gestiti; dell'esclusione dal *panel* delle gestioni che, per un dato indicatore, hanno trasmesso dati incongruenti.

Nel campione analizzato non si evidenziano, invece, gestioni prive del requisito relativo alla conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita agli utenti: tutti i gestori del campione, dunque, hanno adempiuto regolarmente ai previsti obblighi di verifica della qualità dell'acqua destinata al consumo umano.

FIG. 5.17 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata*

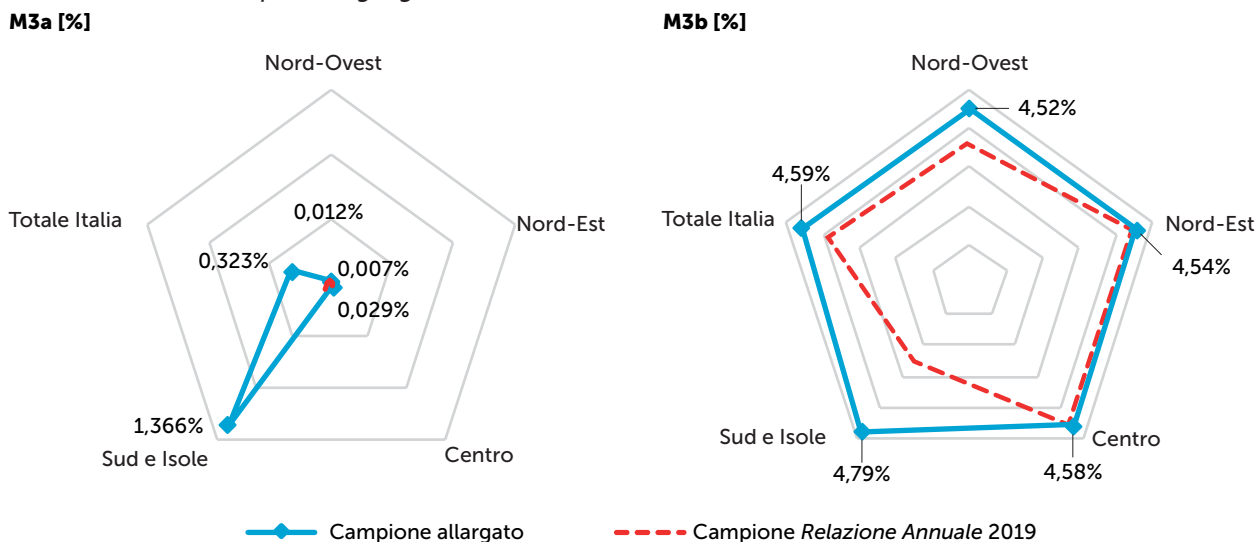


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Si osserva (Fig. 5.18), inoltre, un valore medio nazionale dello 0,323% per l'indicatore M3a (incidenza delle ordinanze di non potabilità), del 4,59% per l'M3b (percentuale dei campioni non conformi) e dello 0,35% per l'M3c (percentuale dei parametri non conformi). Su base territoriale (ancora Fig. 5.18), si evidenziano: i) riguardo all'indicatore M3a, valori più contenuti nel Nord e nel Centro Italia e un valore medio superiore di due ordini di grandezza nel Sud e nelle Isole; ii) riguardo all'indicatore M3b, valori sostanzialmente allineati nei differenti territori (tra un minimo del 4,52% al Nord-Ovest e un massimo del 4,79% al Sud), analogamente a quanto accade per i valori di M3c (anch'essi poco variabili tra le diverse aree geografiche). Si rileva poi, come già visto per il macro-indicatore M2, che l'estensione del campione considerato (linee continue azzurre), rispetto a quello utilizzato nella *Relazione Annuale 2019* (linee tratteggiate rosse), incide soprattutto sul livello registrato per l'area del Sud e delle Isole, traducendosi in un aumento dei valori dei tre indicatori³². Nello specifico, in tale zona si ha un incremento di M3a di oltre un ordine di grandezza (da 0,087% a 1,366%) e incrementi, sebbene più contenuti, anche di M3b e M3c.

³² Si specifica che nella figura 5.18 tale scostamento tra i valori di M3a non è visibile a causa della scala utilizzata.

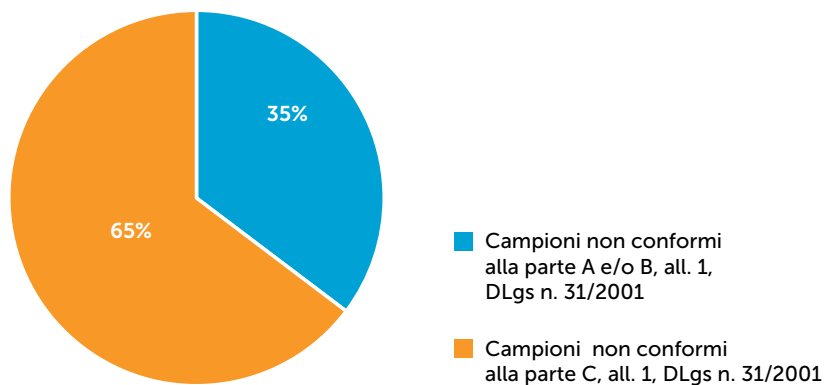
FIG. 5.18 Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità e M3b – Tasso campioni non conformi per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Approfondendo l'analisi dei campioni per i quali si rileva una non conformità, per uno o più valori dei parametri, ai sensi del decreto legislativo n. 31/2001 e s.m.i., si osserva (Fig. 5.19) che in due casi su tre (65%) si tratta di non conformità relative ai parametri della parte C ("Parametri indicatori"³³) dell'allegato 1 al decreto in parola, mentre nei restanti casi (35%) si tratta di non conformità ai parametri della parte A ("Parametri microbiologici"³⁴) e/o della parte B ("Parametri chimici"³⁵) del medesimo Allegato.

FIG. 5.19 Campioni non conformi alla parte A e/o B e alla parte C dell'allegato 1 al decreto legislativo n. 31/2001



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Esaminando, infine, le modalità di verifica adottate dai gestori, si osserva che solo pochi gestori del campione dichiarano di avere applicato, anche solo su porzioni limitate degli acquedotti gestiti, un approccio di prevenzione e gestione dei rischi nella filiera idropotabile sul modello del *Water Safety Plan* elaborato dall'OMS e recepito dalla normativa europea e nazionale. La popolazione servita da questi gestori corrisponde al 16% circa del campione (Fig. 5.20) ed è concentrata nelle aree del Nord-Ovest (34%) e del Nord-Est (20%), mentre risulta scarsamente rappresentata nelle aree centro-meridionali della penisola. È possibile ipotizzare per gli

33 I parametri della parte C possono constare, a titolo puramente esemplificativo, di: Ferro, Manganese, Durezza.

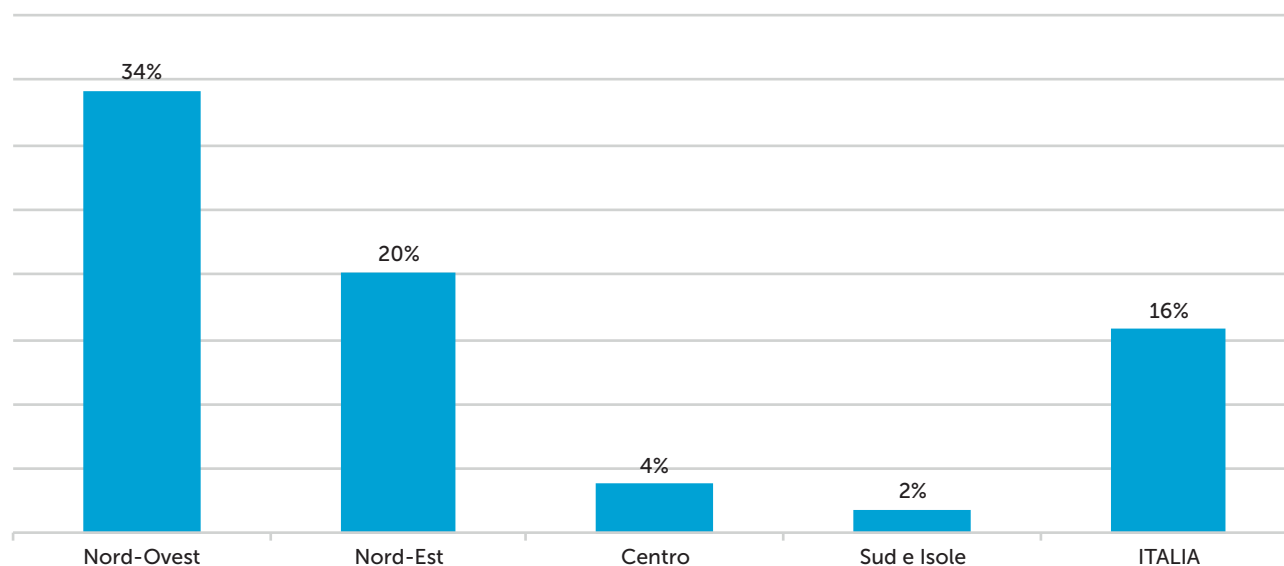
34 I parametri della parte A possono constare, a titolo puramente esemplificativo, di: Colonie batteriche.

35 I parametri della parte B possono constare, a titolo puramente esemplificativo, di: Metalli pesanti, Idrocarburi, Antiparassitari.

anni a venire un incremento di tale pratica, legato non solo agli obblighi derivanti dalle previsioni normative vigenti e *in itinere*, ma anche in considerazione della necessità di fronteggiare più efficacemente situazioni di potenziale rischio di contaminazione. A questo proposito, infatti, in relazione alla diffusione del virus SARS-CoV-2 verificatasi nei primi mesi del 2020, l'Istituto superiore di sanità, in una recente pubblicazione, pur rilevando come non siano necessarie misure di prevenzione e controllo aggiuntive, ha auspicato un aggiornamento dei modelli di prevenzione dei Piani di sicurezza dell'acqua da parte dei gestori per affrontare alcuni rischi indirettamente correlati all'emergenza pandemica e al *lockdown* che potrebbero avere un impatto sulla qualità dell'acqua e la continuità dell'approvvigionamento³⁶.

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 0,76 ogni 10.000 metri cubi annui erogati³⁷.

FIG. 5.20 Quota di popolazione, per area geografica, servita da gestori che hanno applicato (anche solo su porzioni limitate degli acquedotti gestiti) il Water Safety Plan



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Servizio di fognatura e di depurazione

Il servizio di fognatura è adibito all'attività di raccolta e collettamento delle acque reflue. Il servizio di depurazione comprende, invece, l'insieme delle operazioni di realizzazione, gestione e manutenzione degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane convogliate dalle reti di fognatura, incluse le attività per il trattamento dei fanghi residui.

³⁶ Istituto superiore di sanità, Rapporto Covid-19 n. 10/2020, "Indicazioni *ad interim* su acqua e servizi igienici in relazione alla diffusione del virus SARS-CoV-2", consultabile sul sito www.iss.it/rapporti-covid-19 e specificatamente al link www.iss.it/rapporti-covid-19/-/asset_publisher/btw1J82wtYzH/content/id/5329567.

³⁷ Valore medio dell'indicatore semplice G3.1 moltiplicato per 10.000 metri cubi; si specifica che per i volumi erogati sono stati considerati i consumi fatturati in distribuzione (RW).

Sul territorio italiano sono tuttora presenti zone caratterizzate da mancanza parziale o totale di copertura fognaria ovvero di trattamenti depurativi adeguati delle acque reflue; questo dato evidenzia profili di inadempienza nell'attuazione della normativa di riferimento in materia di trattamento delle acque reflue. La direttiva 91/271/CEE, difatti, 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 (artt. 4, 5 e 10).

Allo stato attuale sono in corso quattro procedimenti di infrazione relativi alla non corretta applicazione della direttiva sulle acque reflue in Italia:

- procedimento 2004/2034: con sentenza del 19 luglio 2012 (causa C-565/10) la Corte di giustizia dell'Unione europea ha dichiarato che l'Italia ha omesso di prendere tutte le misure necessarie a garantire la conformità con gli artt. 3, 4 e 10 della direttiva 91/271/CEE in 109 agglomerati aventi un numero di abitanti equivalenti superiore a 15.000 e che scaricano in aree normali. Con sentenza del 31 maggio 2018 (causa C-251/17) la Corte di giustizia ha dichiarato che l'Italia ha omesso di prendere tutte le misure necessarie a garantire la conformità alla sentenza del 19 luglio 2012 in 74 agglomerati, imponendo il pagamento di una somma forfetaria di 25 milioni di euro per il periodo compreso tra la sentenza del 2012 e quella del 2018, nonché di una penalità pari a oltre 30 milioni di euro per ciascun semestre di ritardo nell'attuazione delle misure necessarie per ottemperare alla sentenza del 2012 e fino alla sua esecuzione integrale;
- procedimento 2009/2034: con sentenza del 10 aprile 2014 (causa C-85/13) la Corte di giustizia dell'Unione europea ha dichiarato che l'Italia ha omesso di adottare tutte le misure necessarie a garantire la conformità con gli artt. 3, 4, 5 e 10 della direttiva 91/271/CEE in 41 agglomerati aventi un numero di abitanti equivalenti superiore a 10.000 e che scaricano in aree sensibili. Dato il persistere dell'infrazione in 14 agglomerati oggetto della sentenza della Corte, il 18 maggio 2018 la Commissione ha inviato all'Italia una lettera di costituzione in mora ai sensi dell'art. 260 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE);
- procedimento 2014/2059: il 18 maggio 2017 la Commissione ha inviato all'Italia un parere motivato complementare relativamente alla mancata adozione delle misure necessarie a garantire la conformità con gli artt. 3, 4, 5 e 10 della direttiva 91/271/CEE in 32 aree sensibili e in 758 agglomerati aventi un numero di abitanti equivalenti superiore a 2.000 e che scaricano in aree normali e sensibili;
- procedimento 2017/2181: il 19 luglio 2018 la Commissione ha inviato all'Italia una lettera di costituzione in mora relativamente al mancato rispetto degli obblighi imposti in virtù degli artt. 3, 4, 5, 10 e 15 della direttiva 91/271/CEE, per quanto riguarda 276 agglomerati con un carico generato superiore a 2.000 abitanti equivalenti.

In considerazione della rilevanza assunta dai procedimenti di infrazione europea, l'Autorità ha introdotto – con la disciplina concernente la qualità tecnica – uno specifico prerequisito, definito "Prerequisito 3 – Conformità alla normativa sulla gestione delle acque reflue urbane", prevedendo la temporanea esclusione dal meccanismo incentivante (associato ai pertinenti macro-indicatori) delle gestioni che operano in agglomerati interessati da pronunce di condanna della Corte di giustizia europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE e non ancora dichiarati conformi a una data definita, e al contempo richiedendo ai relativi enti di governo dell'ambito di indicare puntualmente la tempistica e gli interventi previsti per il superamento, in un arco di tempo predefinito, delle citate criticità.

Gli ulteriori indicatori introdotti con la qualità tecnica in relazione ai servizi di fognatura e depurazione sono:

- il macro-indicatore M4 "Adeguatezza del sistema fognario", con lo scopo di minimizzare l'impatto ambientale

derivante da un'inadeguata infrastruttura fognaria o da una sua carente gestione, misurata in termini di frequenza degli allagamenti e di inadeguatezza degli scaricatori di piena;

- il macro-indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica", cui è associato l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale collegato allo smaltimento 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 depurati in uscita dai trattamenti.

Adeguatezza del sistema fognario

Nell'ambito della disciplina sulla regolazione della qualità tecnica, l'Autorità ha costituito il citato macro-indicatore M4 "Adeguatezza del sistema fognario" sulla base delle informazioni relative alla frequenza degli episodi di allagamento e sversamento da fognatura (indicatore M4a), congiuntamente alle informazioni inerenti all'adeguatezza degli scaricatori di piena alla normativa vigente (indicatore M4b) e al livello di controllo al quale questi ultimi sono sottoposti nell'arco dell'anno in valutazione (indicatore M4c).

L'analisi illustrata nel seguito mostra lo stato infrastrutturale del servizio di fognatura per l'anno 2016, sulla base delle informazioni trasmesse da un *panel* di 116 gestioni³⁸, con una copertura pari al 69,3% della popolazione residente italiana (42,1 milioni di abitanti)³⁹.

Nel campione considerato, sono 12 le gestioni per le quali non risulta conseguito il prerequisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE; di queste, 5⁴⁰ operano in territori con agglomerati oggetto di condanna per mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 3 della citata direttiva, attinente al collettamento delle acque reflue⁴¹. Gli agglomerati interessati da pronunce di condanna per mancato recepimento dell'art. 3 della direttiva sono in totale 12; in questi agglomerati è generato un carico inquinante pari a circa 1,6 milioni di AE (il 2,9% del carico complessivamente generato nel territorio rappresentato dal campione analizzato). Le informazioni trasmesse dai pertinenti enti di governo nell'ambito dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie mostrano che, per tutte le menzionate gestioni, sono stati programmati interventi finalizzati al conseguimento del prerequisito, con le relative tempistiche di realizzazione, secondo quanto stabilito dalla delibera 917/2017/R/idr.

In merito al macro-indicatore M4, in analogia con gli altri macro-indicatori della qualità tecnica, per ciascuna gestione sono stati individuati la classe di appartenenza, sulla base dei valori assunti nell'anno 2016 dagli indicatori M4a, M4b, M4c, e gli obiettivi di miglioramento o di mantenimento che il gestore è tenuto a conseguire annualmente. La figura 5.21 mostra la situazione relativa alla distribuzione della popolazione servita nelle cinque classi individuate per il macro-indicatore a livello nazionale, includendo anche la quota di popolazione servita da gestori che non soddisfano i prerequisiti associati al settore della fognatura. Il servizio di fognatura si presenta tuttora come un segmento della filiera idrica che necessita di grandi sforzi di miglioramento, con il 65% della popolazione servita da gestori che si collocano nelle classi peggiori di qualità tecnica (classi E e D, caratterizzate rispettivamente da una frequenza di allagamento o sversamento superiore o uguale a un episodio ogni 100 km

38 Vedi nota 31.

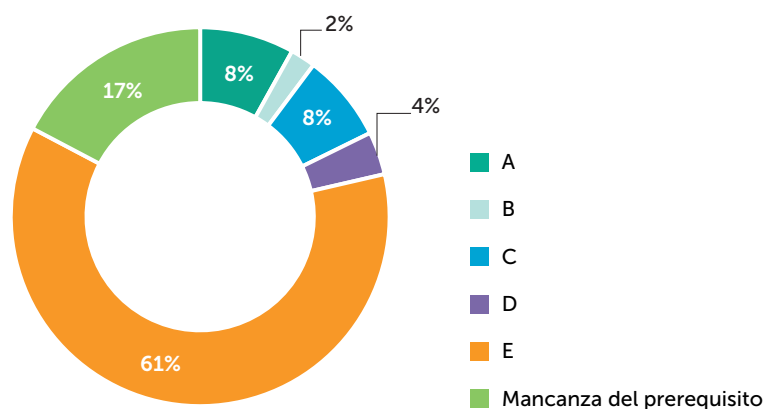
39 Nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, invece, il *panel* era composto da 102 gestioni, con una copertura pari al 63,4% della popolazione residente italiana (38,4 milioni di abitanti).

40 Delle 5 gestioni menzionate, 4 si collocano nell'area geografica Sud e Isole, mentre 1 si colloca nel Nord-Est.

41 Per le rimanenti gestioni la condanna si riferisce esclusivamente al servizio di depurazione.

di rete gestita e dal 20% degli scaricatori di piena gestiti non conformi alle pertinenti normative). Al contrario, solo l'8% della popolazione è servita da gestori che hanno conseguito il livello massimo di efficienza del proprio servizio di fognatura (classe A); a essi è comunque richiesto il mantenimento delle *performance* raggiunte. Da notare anche l'elevata percentuale (17%) di popolazione servita da gestioni per le quali si rileva il mancato conseguimento del "Prerequisito 3", relativo alla conformità alla normativa sulla gestione delle acque reflue urbane, con particolare riferimento all'art. 3 della direttiva 91/271/CEE, e/o del "Prerequisito 4", attinente alla "Disponibilità e affidabilità dei dati di qualità tecnica relativi al servizio di fognatura". Più nello specifico, all'interno del *panel* considerato sono 5 le gestioni che hanno dichiarato una scarsa affidabilità dei dati relativi al servizio di fognatura, tale da compromettere la determinazione del relativo macro-indicatore. Anche queste gestioni hanno programmato interventi indirizzati al conseguimento del prerequisito secondo tempistiche definite.

FIG. 5.21 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 – Adeguatezza del sistema fognario*



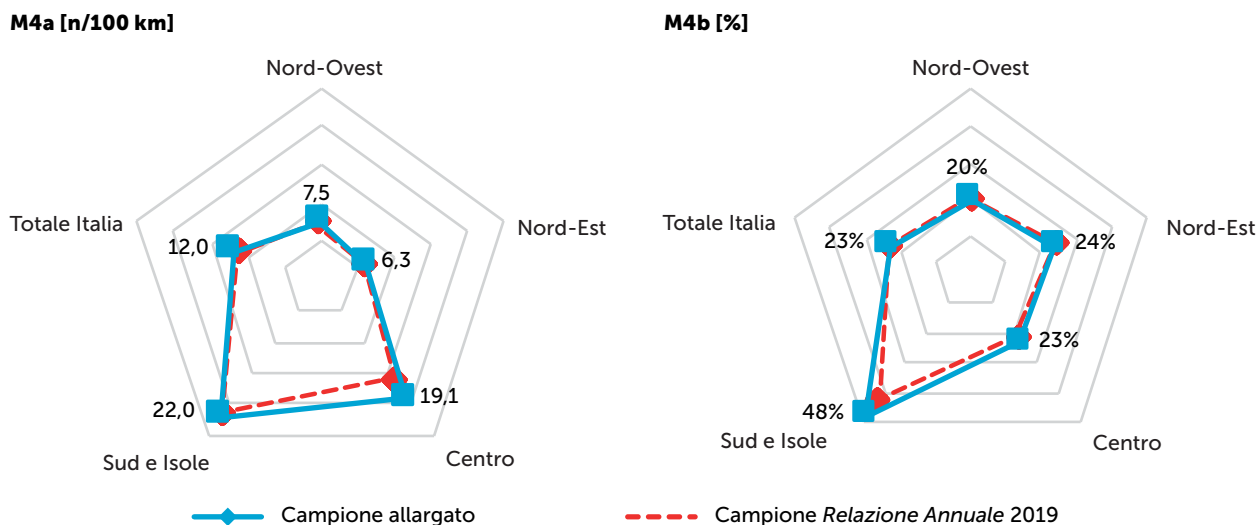
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Come precedentemente accennato, il macro-indicatore M4 è un indicatore composito, dal momento che prende in considerazione diversi aspetti del servizio di fognatura, attraverso gli indicatori M4a, M4b e M4c sopra menzionati.

L'analisi dei dati, trasmessi ai fini della determinazione dell'indicatore M4a (Fig. 5.22), mostra che gli episodi di allagamento e/o sversamento registrati mediamente a livello nazionale sono 12 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 complessivi, si evidenzia che il 23% degli scaricatori di piena risulta non adeguato alle normative di riferimento (M4b), con una quota di inadeguatezza doppia nell'area del Sud e delle 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 31%, con scostamenti poco significativi tra le diverse aree del Paese. Per i citati indicatori, si confermano le evidenze mostrate nella *Relazione Annuale 2019* (linee tratteggiate rosse nella figura 5.22).

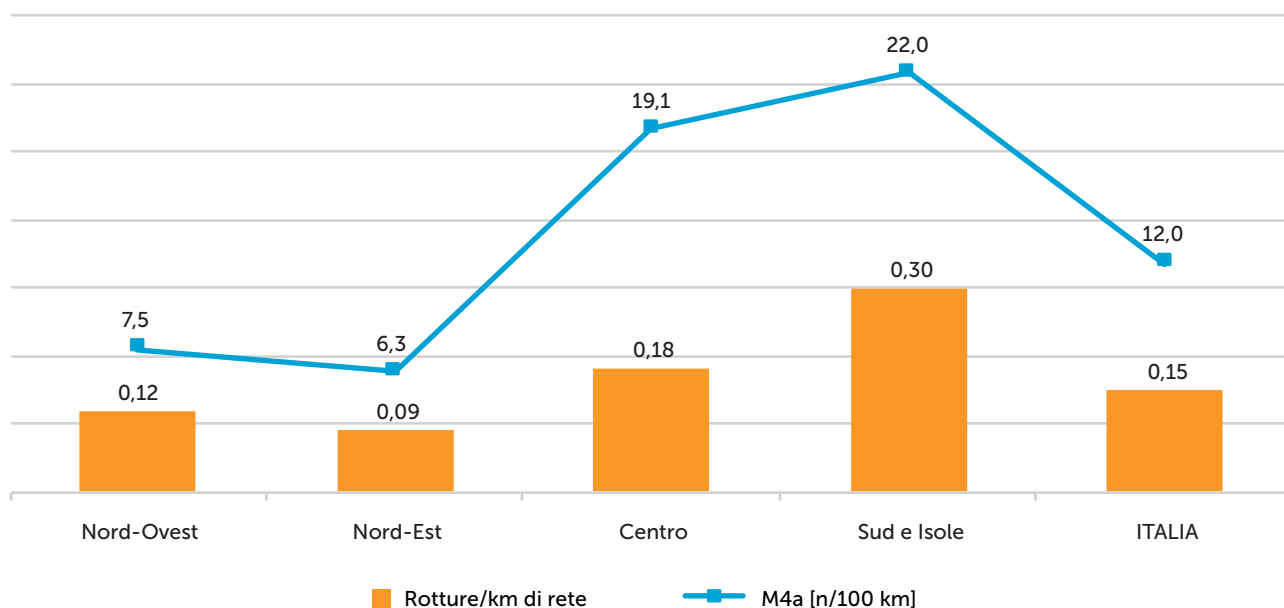
La figura 5.23 fornisce una rappresentazione della correlazione tra il parametro che indica le rotture di rete fognaria per km di rete gestita e la frequenza di allagamenti/sversamenti ogni 100 km di rete, rilevata dall'indicatore M4a, mostrando un maggior numero di eventi registrati al crescere del numero delle rotture di rete.

FIG. 5.22 Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura e M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena per area geografica



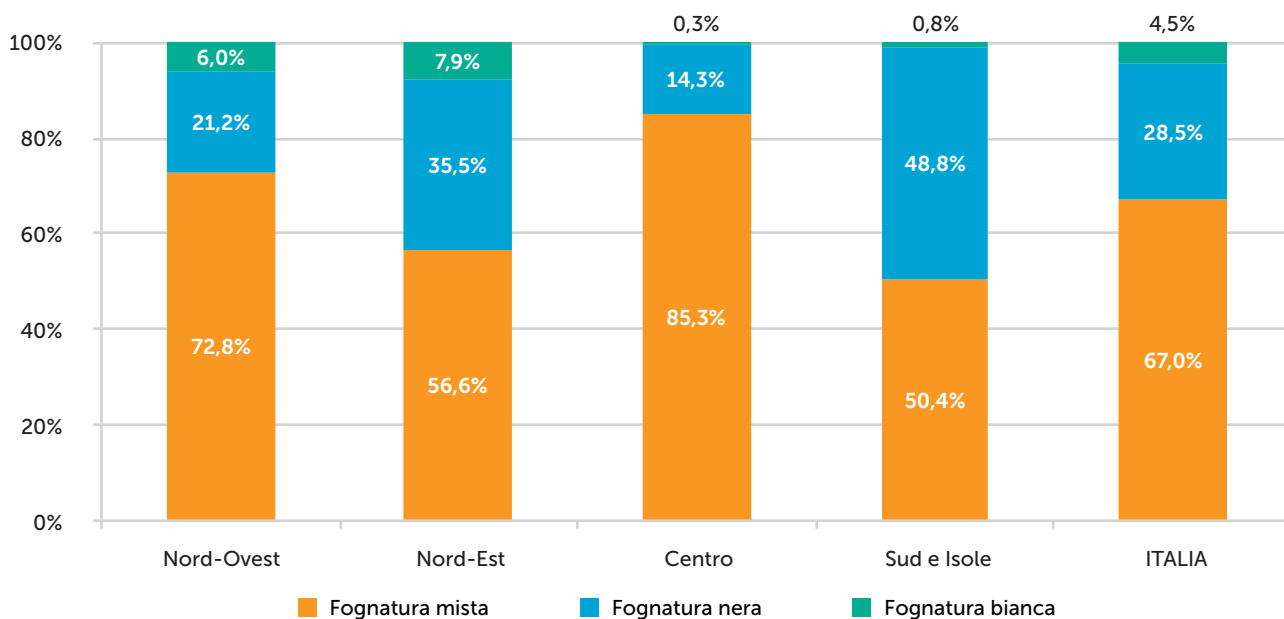
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.23 Numero di rotture per km di rete: confronto con M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura per area geografica



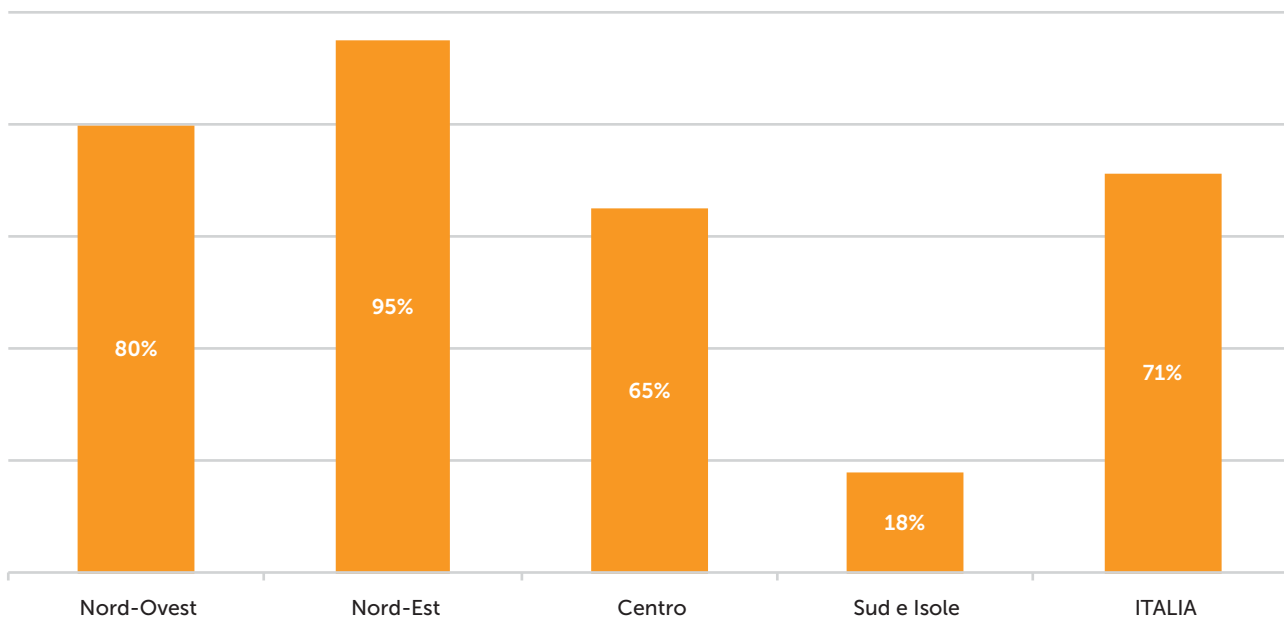
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Dai dati comunicati in merito alla lunghezza di rete gestita dagli operatori del servizio fognario emerge la prevalenza di condotte di tipo misto (mediamente pari al 67% dell'estensione complessivamente dichiarata), ovvero di reti progettate per il collettamento congiunto degli 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 28,5% del totale) e, in piccola parte, sono gestite condotte destinate solamente all'allontanamento delle acque piovane (o acque bianche, pari al 4,5% del totale), con significative differenze a seconda dell'area geografica (Fig. 5.24).

FIG. 5.24 Lunghezza della rete fognaria per tipologia (ripartizione per area geografica)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Sempre con riferimento alle reti di fognatura, è possibile osservare che il tasso di georeferenziazione, in termini di conoscenza e digitalizzazione delle informazioni relative alle coordinate di posa e alle caratteristiche tecniche delle condotte, è mediamente pari al 71% della lunghezza totale, con un livello molto elevato registrato nel Nord-Est (95%) e un livello tuttora carente nell'area del Sud e delle Isole (18%) (Fig. 5.25).

FIG. 5.25 Lunghezza della rete georeferenzziata per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

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 28

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). Il tasso di scaricatori non a norma rispetto al totale gestito, rappresentato dall'indicatore M4b, risulta decisamente superiore in queste aree del Paese, mostrando nuovamente il *gap* nei livelli di servizio tra le gestioni operanti nell'Italia meridionale e insulare e quelle del resto della nazione.

Adeguatezza del servizio di depurazione

Di seguito, si riporta lo stato infrastrutturale del servizio di depurazione per l'anno 2016, riferito a un *panel* composto da 115 gestioni⁴², con una copertura pari al 66,1% della popolazione residente italiana (40,1 milioni di abitanti)⁴³.

Come precedentemente specificato, sono state individuate 12 gestioni che presentano profili di mancato rispetto del prerequisito relativo alla conformità alla normativa sulle acque reflue. Tutte le citate gestioni operano in territori con agglomerati oggetto di condanna per mancato recepimento delle previsioni attinenti al trattamento delle acque reflue⁴⁴. Nello specifico, si tratta di 22 agglomerati, distribuiti principalmente nel raggruppamento geografico Sud e Isole (11) e nel Nord-Est (6) e, in misura minore, nel Nord-Ovest (3) e nel Centro (2), per complessivi 1,3 milioni di abitanti equivalenti, di cui quasi il 70% relativo agli agglomerati di Sud e Isole.

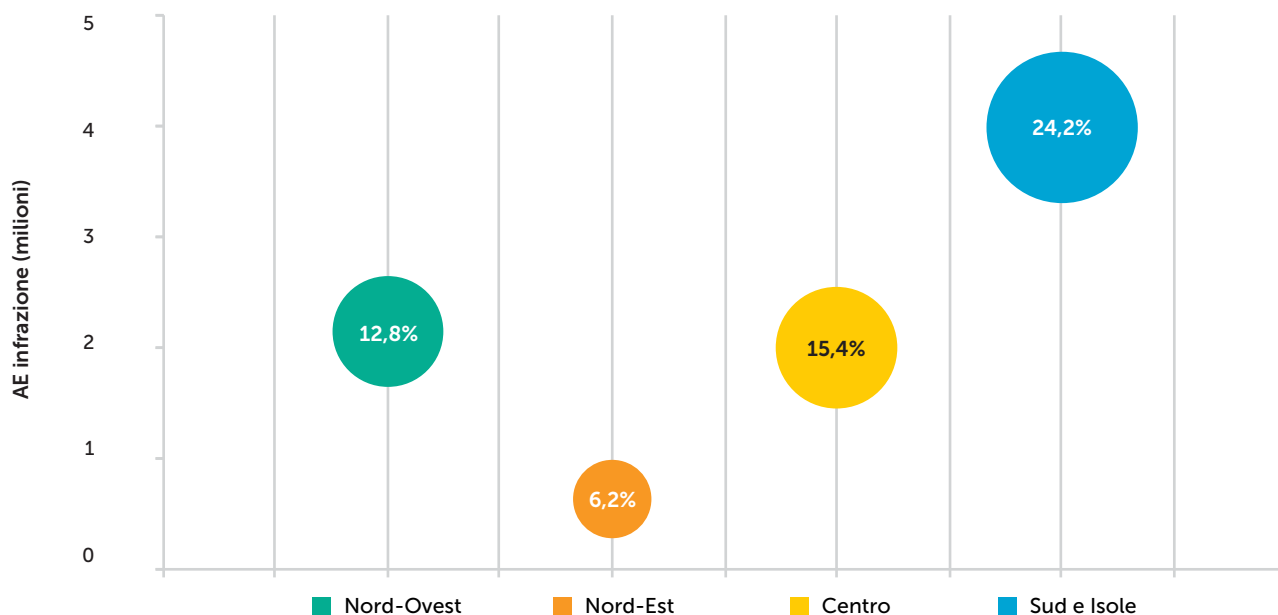
Si rilevano, inoltre, 50 gestioni che risultano interessate dalla procedura di infrazione 2014/2059, per un totale di 354 agglomerati e 8,7 milioni di AE coinvolti. Gli agglomerati sono prevalentemente localizzati nel Sud e nelle Isole (162); i restanti si distribuiscono tra Centro (86), Nord-Ovest (85) e Nord-Est (21). Nella figura 5.26 è rappresentata la distribuzione degli agglomerati interessati dalla citata procedura di infrazione nelle diverse aree geografiche, sia in termini di carico inquinante (AE) associato agli agglomerati stessi, sia in termini di percentuale rispetto al carico complessivamente generato nelle rispettive aree geografiche.

Come in precedenza accennato, uno dei due macro-indicatori introdotti dalla regolazione della qualità tecnica per il servizio della depurazione è il macro-indicatore M5, definito come il rapporto percentuale del quantitativo di fanghi di depurazione smaltito in discarica, rispetto al quantitativo complessivamente prodotto (entrambi espressi in tonnellate di sostanza secca); l'indicatore è stato introdotto dall'Autorità al fine di raggiungere una progressiva riduzione del ricorso allo smaltimento in discarica di tali tipologie di fanghi, minimizzando l'impatto ambientale e valorizzando tutte le opzioni alternative potenzialmente perseguibili di riuso e recupero di risorse.

42 Vedi nota 31.

43 Nella *Relazione Annuale* 2019, invece, il *panel* era composto da 105 gestioni, con una copertura pari al 61,5% della popolazione residente italiana (37,3 milioni di abitanti).

44 Delle 12 gestioni, 7 si collocano nell'area geografica Sud e Isole, 1 si colloca nel Centro, 3 si collocano nel Nord-Est e una nel Nord-Ovest.

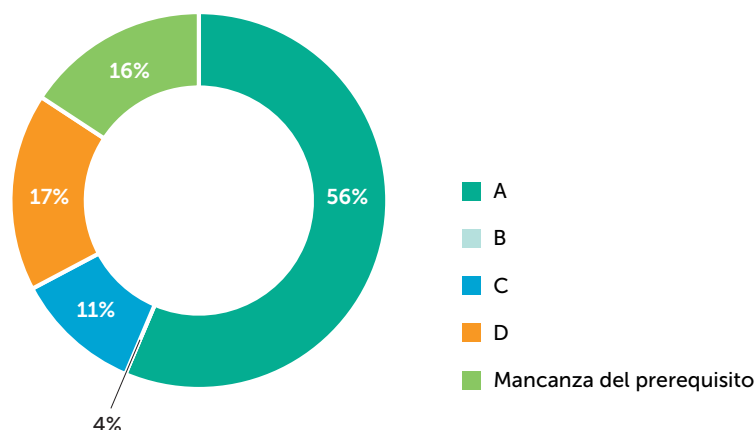
FIG. 5.26 Distribuzione degli agglomerati interessati dalla procedura di infrazione 2014/2059

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

La figura 5.27 mostra la distribuzione della popolazione servita tra le diverse classi di appartenenza per il macro-indicatore M5, sulla base del valore assunto nel 2016 da ciascuna gestione, ivi inclusa la quota di popolazione servita dai 12 operatori che, pur gestendo il servizio di depurazione, risultano ancora privi del relativo prerequisito e sono, pertanto, esclusi dal sistema incentivante per tale macro-indicatore, almeno sino al conseguimento della piena conformità alla direttiva europea. Confermando sostanzialmente l'analisi effettuata sul campione della *Relazione Annuale 2019*, oltre la metà della popolazione è servita da operatori che si collocano nella classe di eccellenza (A), caratterizzata da un valore di M5 inferiore al 15%, mentre il 17% si colloca nella classe peggiore (D), che si contraddistingue per un tasso di smaltimento in discarica uguale o superiore al 30% del quantitativo di fanghi prodotti. Si segnala, tuttavia, che il 16% della popolazione risulta servita da gestioni prive del prerequisito corrispondente, mettendo in luce come il servizio di depurazione sconti tuttora una significativa inadeguatezza infrastrutturale.

In generale, a livello nazionale si conferisce in discarica quasi il 20% dei fanghi di depurazione complessivamente prodotti, con livelli molto differenziati tra le diverse aree geografiche, come evidenziato dalla figura 5.28: a fronte di un valore medio contenuto al Nord-Ovest (circa 1,3%) e di un dato allineato alla media nazionale per il Nord-Est (20,7%), più di un terzo del quantitativo prodotto è smaltito in discarica al Centro e nelle regioni del Sud e delle Isole. Rispetto a quanto mostrato nella *Relazione Annuale 2019* (riassunto dalla linea tratteggiata rossa nella figura 5.28), l'estensione del campione di riferimento ha portato a un lieve miglioramento nel valore medio relativo all'area Nord-Ovest e a un lieve peggioramento del valore medio dell'indicatore per l'area Sud e Isole.

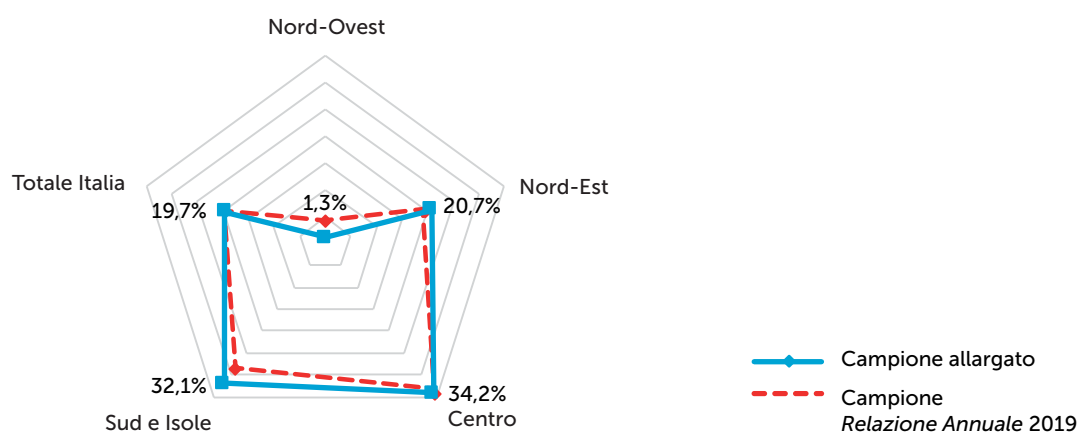
FIG. 5.27 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.28 Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica

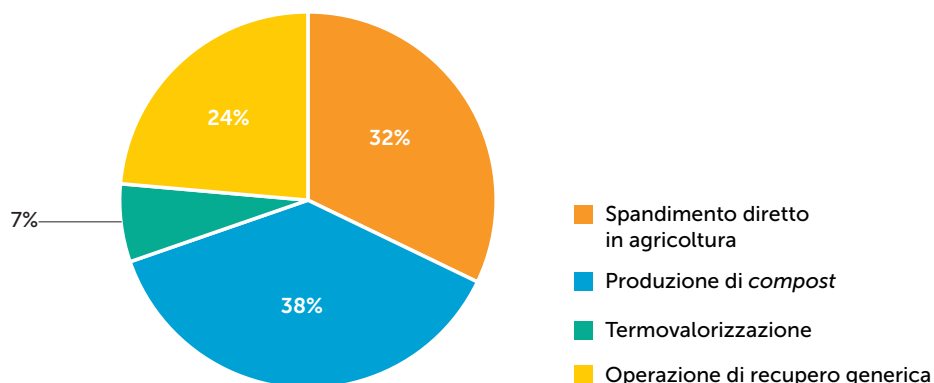
M5 [%]



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

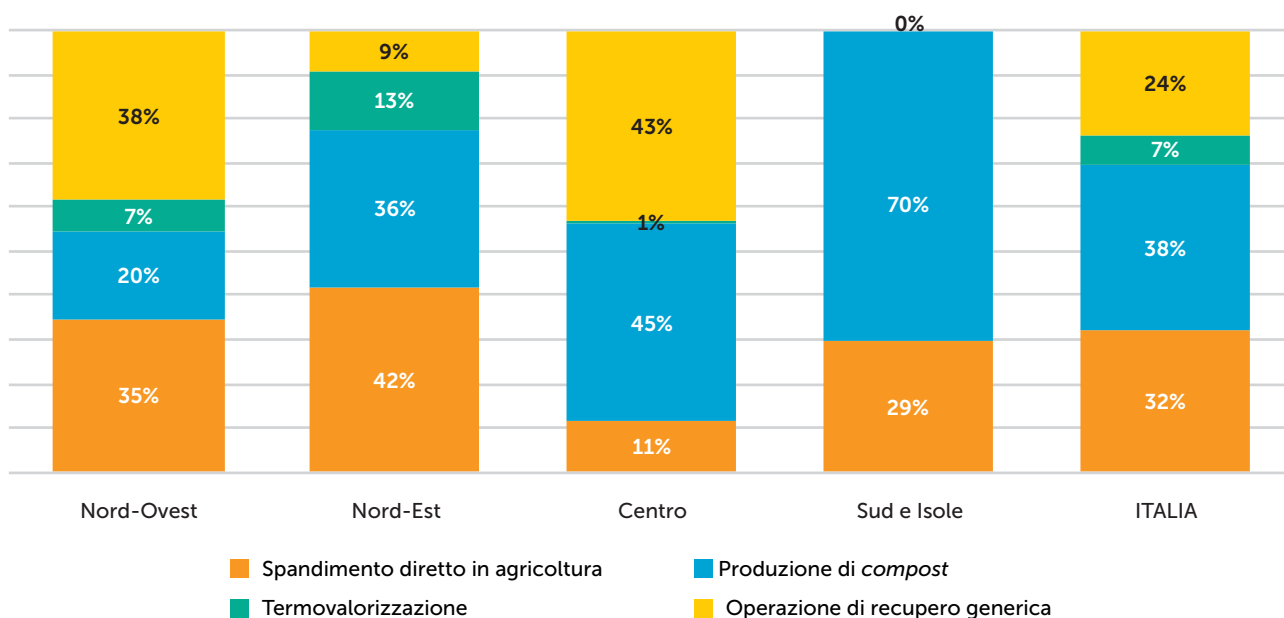
In merito alle modalità di recupero dei fanghi, la destinazione agricola resta l'opzione prevalente – sia come spandimento diretto sui terreni, sia con utilizzo indiretto, tramite la produzione di ammendanti di origine organica (*compost*) –, come mostrato nella figura 5.29, mentre risulta residuale l'operazione di recupero energetico in impianti quali inceneritori o cementifici, adottata quasi esclusivamente nelle regioni settentrionali (Fig. 5.30). La produzione di prodotti ammendanti è molto diffusa nelle regioni centro-meridionali, mentre al Nord prevale lo spandimento diretto.

FIG. 5.29 Operazioni di recupero dei fanghi di depurazione



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.30 Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione per area geografica



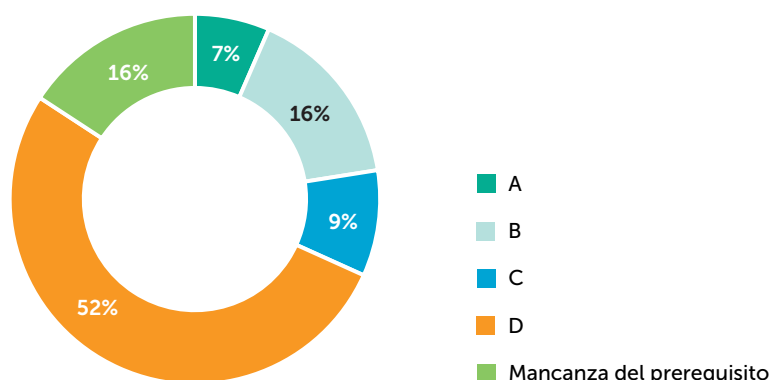
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Con riferimento al servizio di depurazione, il modello di regolazione della qualità tecnica introdotto dall'Autorità ha definito, in aggiunta al macro-indicatore M5 illustrato *supra*, anche il macro-indicatore M6 "Qualità dell'acqua depurata", allo scopo di valutare le *performance* relative agli impianti di depurazione, con specifico riferimento alla "linea acque", in considerazione dell'impatto collegato allo scarico delle acque reflue depurate nell'ambiente. Detto macro-indicatore è definito come il tasso di superamento, nei campioni di acqua reflua scaricata, dei limiti fissati dall'allegato 5 alla parte III del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 per i parametri della tabella 1 e, con riferimento agli impianti di depurazione recapitanti in aree sensibili, per uno o entrambi i parametri di cui alla tabella 2 del medesimo decreto.

La figura 5.31 mostra a livello nazionale la distribuzione della popolazione servita tra le diverse classi di appartenenza per il macro-indicatore M6. Meno del 25% della popolazione del campione risulta servito da gestioni che si collocano nelle prime due classi (A e B), che si riferiscono a un tasso di superamento dei limiti inferiore al 5%, mentre il 52% è servito da operatori posizionati nella classe peggiore (D), con tassi di superamento maggiori o

uguali al 10%), con il 16% degli abitanti per cui si rileva il mancato conseguimento del prerequisito corrispondente. 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 decreto legislativo n. 152/2006 e includendo anche i superamenti consentiti dalla normativa ambientale per valutare la conformità di un impianto. Pertanto, il posizionamento nella classe peggiore da parte di gran parte delle gestioni non implica necessariamente una condizione di non conformità degli impianti gestiti. Ciò nonostante, a tali gestioni è richiesto uno sforzo significativo per conseguire il miglioramento ambientale sotteso al macro-indicatore in oggetto.

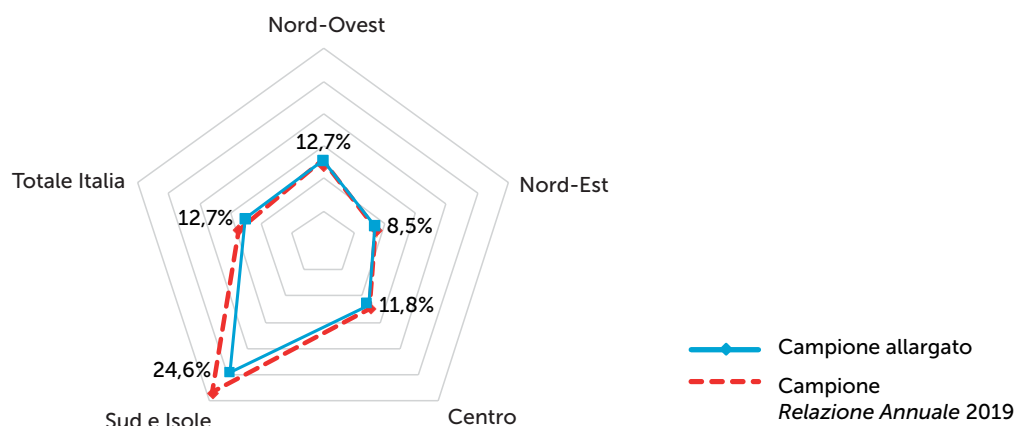
FIG. 5.31 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata: tasso di superamento dei limiti nei campioni di acqua scaricata*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

A livello nazionale, il valore medio complessivo assunto dal macro-indicatore M6 è pari al 13% circa (Fig. 5.32), con dati delle aree del Nord-Ovest e del Centro sostanzialmente allineati alla media nazionale; nelle regioni meridionali e insulari, invece, si rileva un valore pari a circa il doppio del dato nazionale, mentre il Nord-Est si caratterizza per un valore di poco superiore all'8%. Considerando il nuovo campione di riferimento (più esteso), risulta comunque attenuarsi lievemente la criticità rappresentata, per le gestioni situate nel Sud e nelle Isole, nella *Relazione Annuale 2019* (linea tratteggiata rossa nella figura 5.32).

FIG. 5.32 *Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica*

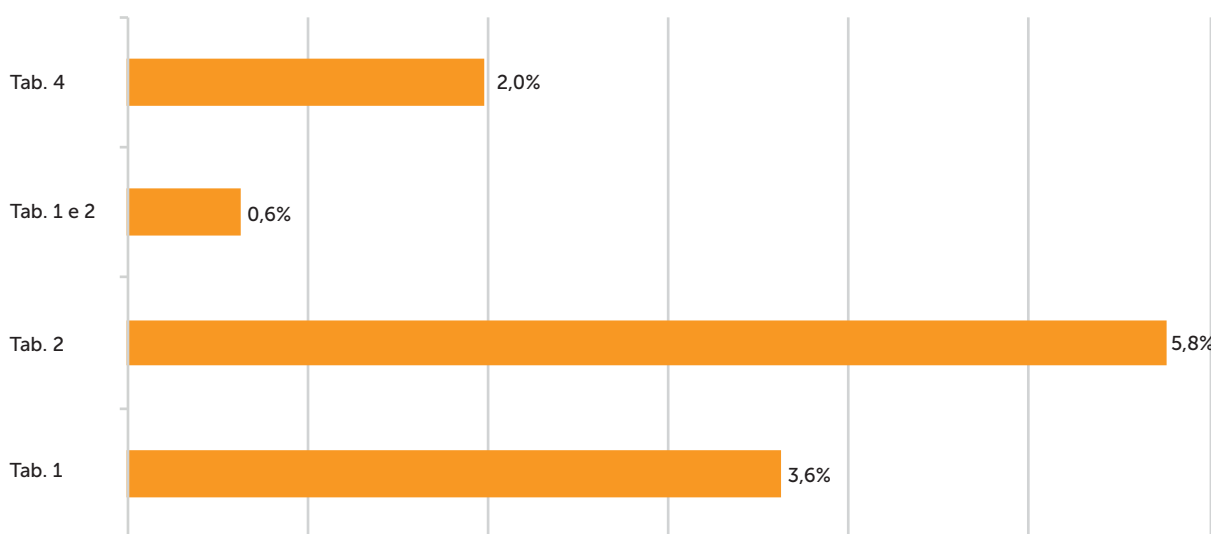


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

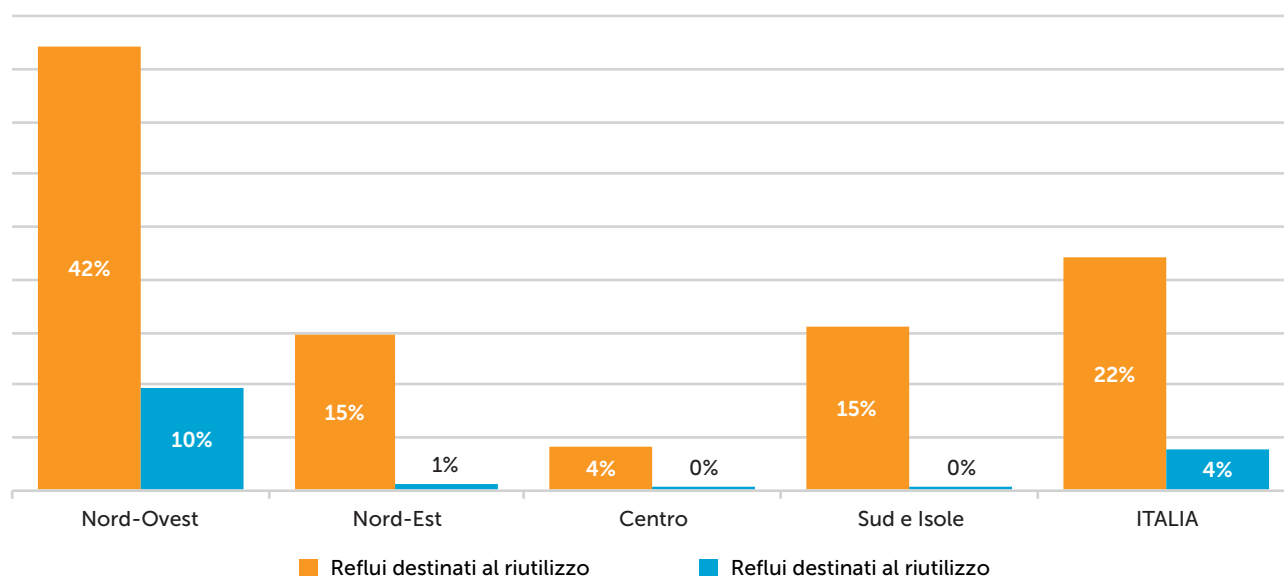
In merito ai parametri interessati dal superamento puntuale dei rispettivi limiti, a livello nazionale si evidenziano criticità maggiori per i parametri inclusi nella tabella 2 del citato decreto legislativo n. 152/2006 (Fig. 5.33), che fissa limiti annuali di emissione relativi ai parametri azoto (N) e fosforo (P) per gli impianti di acque reflue urbane recapitanti in aree sensibili (circa il 6% dei campioni analizzati). Con riguardo ai parametri inclusi nella tabella 1, che stabilisce i limiti di emissione per i parametri BOD5, COD e SST, si registra, a livello nazionale, un tasso di superamento pari a poco meno del 4% dei campioni analizzati. In relazione ai campioni relativi a impianti autorizzati allo scarico sul suolo ai sensi della tabella 4 del decreto, invece, si rileva un tasso di superamento dei limiti imposti per i sopra citati parametri del 2% dei campioni complessivamente esaminati. Sensibili variazioni si notano a livello locale: se le aree del Nord presentano maggiori criticità relativamente ai limiti fissati dalla tabella 2, la zona del Sud e delle Isole mostra maggiori tassi di superamento in relazione ai limiti delle tabelle 1 e 4. D'altro canto, nel Nord è presente un maggior numero di impianti di depurazione i cui scarichi sono autorizzati ai sensi della tabella 2. Al contrario, nell'area meridionale e insulare si trovano numerosi impianti autorizzati allo scarico sul suolo ai sensi della tabella 4.

Con riferimento alla qualità del servizio di depurazione, il ricorso al riutilizzo delle acque reflue depurate, se conformi alle specifiche richieste dalla normativa di settore, potrebbe consentire una riduzione progressiva dello sfruttamento di risorse idriche scarse. Tale pratica è stata recentemente valorizzata anche a livello europeo con l'approvazione in via definitiva del regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua (regolamento (UE) 741/2020 del 25 maggio 2020). In tale contesto, l'analisi ha indagato le potenzialità in termini di acque reflue depurate destinabili al riutilizzo, rispetto all'effettivo impiego. Dalla figura 5.34 si evince che, a fronte di una potenzialità già oggi pari al 22% del volume di acque complessivamente depurato (in m³), solo il 4% è destinato al riutilizzo (principalmente per uso irriguo) e quasi esclusivamente nelle regioni settentrionali, confermando sostanzialmente i dati mostrati nella *Relazione Annuale* 2019.

FIG. 5.33 Tasso di superamento puntuale dei limiti fissati dal decreto legislativo n. 152/2006 per i parametri delle tabelle 1, 2 e 4

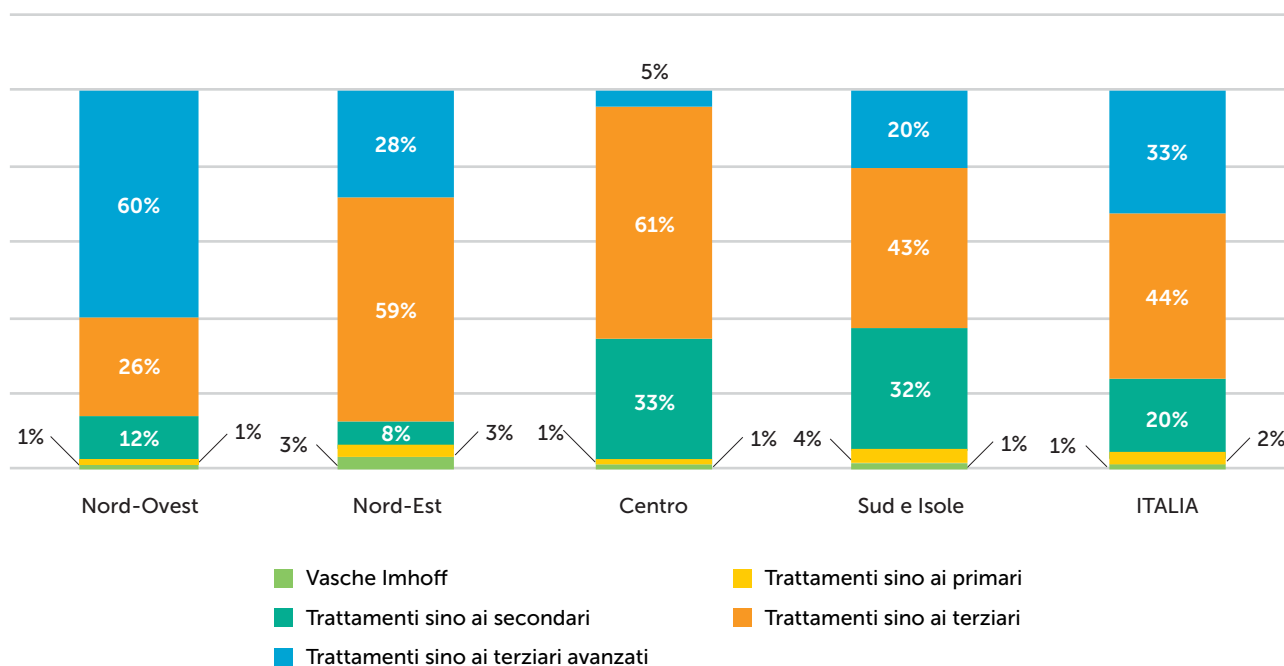


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

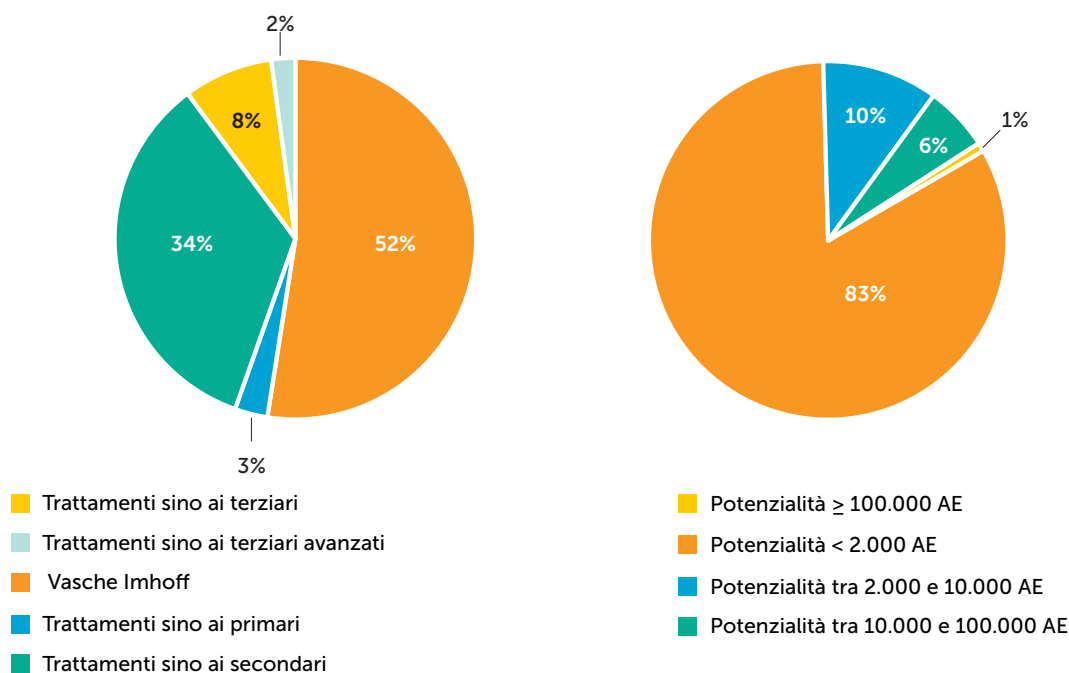
FIG. 5.34 Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

La maggiore predisposizione al riutilizzo delle acque reflue depurate nelle aree del Nord, in particolare nel Nord-Ovest, è collegata, almeno in parte, al fatto che in quest'area sono diffusi trattamenti più complessi che altrove (Fig. 5.35), che garantiscono livelli di qualità elevata delle acque in uscita dagli impianti. Nel Nord-Ovest, infatti, è massima la percentuale di carico inquinante sottoposta a un trattamento sino al terziario avanzato (60%); di contro, la percentuale è minima nelle regioni meridionali e insulari (20%) e in quelle del Centro (5%), area – quest'ultima – in cui, però, si rinviene una quota superiore di impianti con trattamento sino al terziario. A livello nazionale, la quota di carico sottoposta a un trattamento di depurazione almeno di tipo secondario raggiunge il 97%; di questa quota, il 77% è soggetto anche a trattamenti di tipo terziario (44%) o avanzato (33%).

FIG. 5.35 Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.36 *Suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti e della potenzialità*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

In termini di numerosità degli impianti di depurazione gestiti dagli operatori inclusi nel *panel* considerato, si evidenzia che, dei circa 15.000 impianti di trattamento gestiti, poco più della metà è costituita da vasche Imhoff. Tra questi, inoltre, solo il 3% è costituito da trattamenti sino al primario, il 34% include trattamenti sino al secondario, mentre il 10% è rappresentato da impianti che includono trattamenti sino al terziario e sino al terziario avanzato. In termini di potenzialità di trattamento, l'83% degli 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 lo 0,8% ha potenzialità superiore a 100.000 AE (Fig. 5.36).

Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione

Nel corso del 2019, nell'ambito delle istruttorie inerenti all'aggiornamento degli schemi regolatori trasmessi dagli enti di governo dell'ambito competenti per il biennio 2018-2019, ai sensi della delibera 918/2017/R/idr, sono proseguite le attività di verifica del Programma degli interventi (PdI) elaborato per ciascuna gestione, che costituisce uno degli atti di cui si compone lo specifico schema regolatorio. L'aggiornamento di tale documento di pianificazione è avvenuto, come richiesto dalla regolazione, recependo gli obiettivi definiti – per tutte le fasi della filiera del servizio idrico integrato – dagli standard generali di qualità tecnica introdotti dalla delibera 917/2017/R/idr, sulla base delle condizioni di partenza riscontrate in ciascun territorio e ampiamente illustrate nei precedenti paragrafi. Contestualmente, a partire dalla seconda metà dell'anno, è stato dato avvio all'erogazione delle risorse destinate al primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico – adottato, sulla base di un iniziale elenco di interventi individuato dall'Autorità, con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019 – e alle conseguenti attività di monitoraggio dei progetti

selezionati. Nei seguenti sottoparagrafi sono illustrate le principali evidenze relative alle attività di pianificazione degli investimenti del servizio idrico integrato, anche considerando l'impatto delle recenti misure di sostegno alla loro realizzazione.

Programmi degli interventi trasmessi ai fini dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie 2018-2019

Nelle righe seguenti si forniscono gli aggiornamenti sul fabbisogno di investimenti del servizio idrico integrato pianificato nei Programmi degli interventi trasmessi – secondo le indicazioni di cui alla determina 28 marzo 2018, n. 1/2018 - DSID – per 131 gestori⁴⁵, che servono oltre 48 milioni di abitanti, ovvero circa l'83% della popolazione nazionale (Tav. 5.1)⁴⁶.

TAV. 5.1 Campione di riferimento per l'analisi del fabbisogno di investimenti del servizio idrico (valori di sintesi per area geografica)

AREA GEOGRAFICA	POPOLAZIONE SERVITA (ABITANTI)	COPERTURA (%)	GESTIONI (N.)
Nord-Ovest	14.323.951	91,59%	46
Nord-Est	10.315.523	99,01%	37
Centro	10.960.276	94,48%	27
Sud e Isole	12.597.840	61,10%	21
ITALIA	48.197.590	82,70%	131

Fonte: ARERA.

La distribuzione del fabbisogno di investimenti (al lordo dei contributi) a livello nazionale, risultante dai Pdl analizzati (Fig. 5.37), evidenzia che l'obiettivo prioritario della programmazione degli EGA nel servizio idrico integrato resta il contenimento dei livelli di perdite idriche (macro-indicatore M1), che assorbe circa un quarto degli investimenti complessivamente programmati, con un valore del 32% nel Sud e nelle Isole (Figg. 5.37 e 5.38). Gli investimenti per il miglioramento della qualità dell'acqua depurata (M6) si attestano al 19,6% e, come per le perdite idriche, assumono un peso maggiore nel Sud e nelle Isole (24,8%). Seguono gli investimenti per l'adeguamento del sistema fognario (in particolare nell'ottica di minimizzare gli allagamenti e gli sversamenti da fognatura), che si concentrano maggiormente nell'area del Nord-Ovest (19,6%).

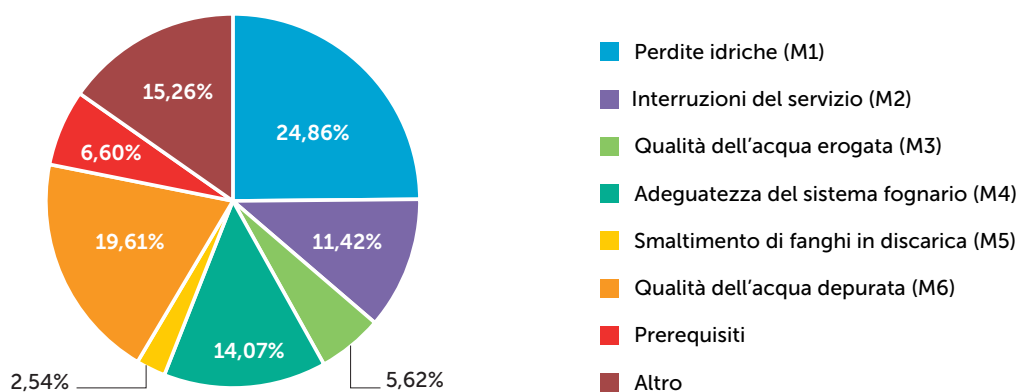
A livello di singolo servizio, gli investimenti programmati nella fase di acquedotto costituiscono circa il 42,5% del fabbisogno totale, mentre gli obiettivi connessi alle fasi di raccolta e trattamento dei reflui richiedono il 46,2% della spesa per investimenti complessivamente pianificata per il biennio 2018-2019. In questa categoria rientrano, altresì, gli interventi destinati al superamento delle situazioni di criticità negli agglomerati oggetto di condanna da parte della Corte di giustizia europea (o alla prevenzione di ulteriori condanne in presenza di infrazione

⁴⁵ Il campione include tutte le gestioni per le quali l'Autorità ha approvato le relative proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie 2018-2019, nonché gli operatori per i quali l'aggiornamento dei relativi schemi regolatori è stato trasmesso dai pertinenti enti di governo dell'ambito, ma non è ancora stato approvato da parte dell'Autorità, essendo ancora in corso la fase istruttoria volta ad accertare la coerenza tra gli investimenti pianificati per il conseguimento degli obiettivi di qualità tecnica e i piani tariffari validati dai soggetti competenti. Le istruttorie verranno completate nell'ambito delle verifiche sugli specifici schemi regolatori proposti per il terzo periodo regolatorio (2020-2023), in osservanza del metodo tariffario idrico MTI-3 di cui alla delibera 580/2019/R/idr.

⁴⁶ Il campione di analisi utilizzato nella *Relazione Annuale 2019* si componeva di 120 gestioni che servivano 44.199.987 abitanti, pari al 75,85% della popolazione nazionale.

comunitaria), che – come già evidenziato – costituiscono uno specifico prerequisito nella disciplina di qualità tecnica e per i quali si osservano valori più sostenuti nelle aree del Centro e del Sud e Isole⁴⁷. La restante quota di investimenti (15,3%) riguarda, infine, interventi su infrastrutture del servizio idrico integrato (in parte connessi a obiettivi di miglioramento dei servizi all'utenza e di efficientamento energetico degli impianti), non riconducibili direttamente agli specifici obiettivi di qualità tecnica fissati dall'Autorità. Tuttavia la recente introduzione, con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, di macro-indicatori di qualità contrattuale e l'individuazione – nel metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio – di nuovi obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale (legati in particolare all'efficienza energetica, alla riduzione dell'utilizzo della plastica, al recupero di energia e di materie prime e al riuso dell'acqua depurata) potrebbero avere effetti, nell'ambito delle prossime pianificazioni per il periodo regolatorio 2020-2023, sulla classificazione delle opere programmate sottese ai citati obiettivi e sulla distribuzione degli investimenti nel SII.

FIG. 5.37 Distribuzione degli investimenti programmati nel biennio 2018-2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

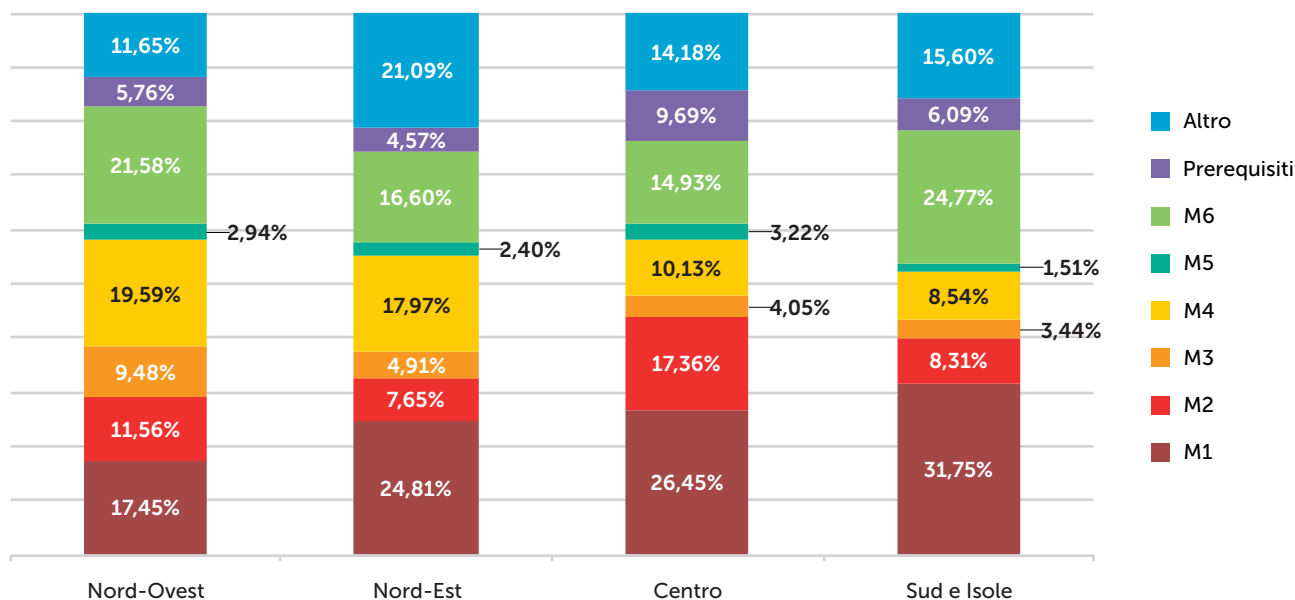
Anche l'analisi dettagliata per area geografica (Fig. 5.38) conferma le valutazioni effettuate nella *Relazione Annuale* 2019: nel Nord Italia si riscontra una leggera prevalenza di investimenti pianificati nelle fasi di fognatura e di depurazione (la cui incidenza si attesta al 49,3% nel Nord-Ovest e al 40,9% nel Nord-Est), mentre al Centro e al Sud e Isole si verifica una situazione opposta, con una maggiore incidenza degli investimenti nel settore acquedottistico (rispettivamente il 48,4% e il 43,8%). Nello specifico, il Nord-Ovest resta l'unica area in cui sia l'obiettivo di miglioramento della qualità dell'acqua depurata, sia l'obiettivo di adeguamento del sistema fognario superano quello di riduzione delle perdite, mentre nel Centro l'ammontare di risorse destinate alla riduzione delle interruzioni (macro-indicatore M2) si attesta al di sopra della media nazionale (17,36%, rispetto a un valore medio di 11,41%). Nell'area del Nord-Ovest si registra, altresì, una percentuale di investimenti destinati al miglioramento della qualità dell'acqua erogata quasi doppia rispetto a quella nazionale.

Prendendo in considerazione le tipologie di opere sottese agli interventi previsti per ciascun macro-indicatore (in termini di nuove opere o di interventi di sostituzione e manutenzione su infrastrutture esistenti), la figura 5.39 conferma che oltre la metà (il 55% circa) del fabbisogno finanziario pianificato dagli enti di governo dell'ambito

⁴⁷ Si evidenzia, tuttavia, come la valutazione degli investimenti sul raggiungimento dei prerequisiti debba tenere conto dell'esiguità del campione con riferimento all'area geografica del Sud e delle Isole, sia perché nella maggior parte dei casi le gestioni per le quali l'EGA o il soggetto competente non ha provveduto alla trasmissione dell'aggiornamento del relativo schema regolatorio manifestano le principali criticità in termini di affidabilità e disponibilità dei dati, sia perché parte delle risorse destinate in quest'area al superamento delle situazioni di condanna per gli agglomerati non conformi alla direttiva 91/271/CEE sono state trasferite alla contabilità speciale del Commissario unico di cui all'art. 2 del decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243, come convertito dalla legge 27 febbraio 2017, n. 18.

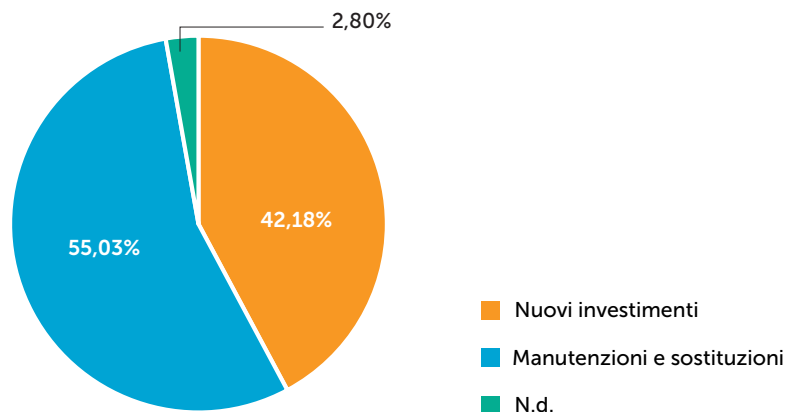
rimane a copertura di opere di sostituzione e ammodernamento di reti e impianti e di interventi di manutenzione straordinaria, mentre una quota comunque significativa (il 42% circa) degli interventi programmati nel biennio 2018-2019 è destinata alla realizzazione di nuove infrastrutture. In riferimento all'area geografica, la percentuale di nuove realizzazioni supera la media nazionale nel Nord-Ovest e nel Centro Italia, attestandosi per entrambe le zone intorno al 45%, mentre scende sotto il 40% nelle gestioni del Sud e delle Isole (37,8%). Per quanto riguarda le singole fasi del servizio idrico integrato, a livello nazionale la forbice tra nuove opere e sostituzioni si allarga per il servizio di acquedotto (dove gli investimenti di *replacement*, perlopiù di sostituzioni di condotte idriche, raggiungono un'incidenza del 64,5%); nelle infrastrutture fognarie la tendenza si inverte, con il 51,2% degli investimenti destinato a nuove opere (in particolare estensioni di rete, coerentemente con l'obiettivo di superamento delle procedure di infrazione relative alla mancata conformità alla direttiva sulle acque reflue in Italia).

FIG. 5.38 Distribuzione degli investimenti programmati nel biennio 2018-2019 per area geografica (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

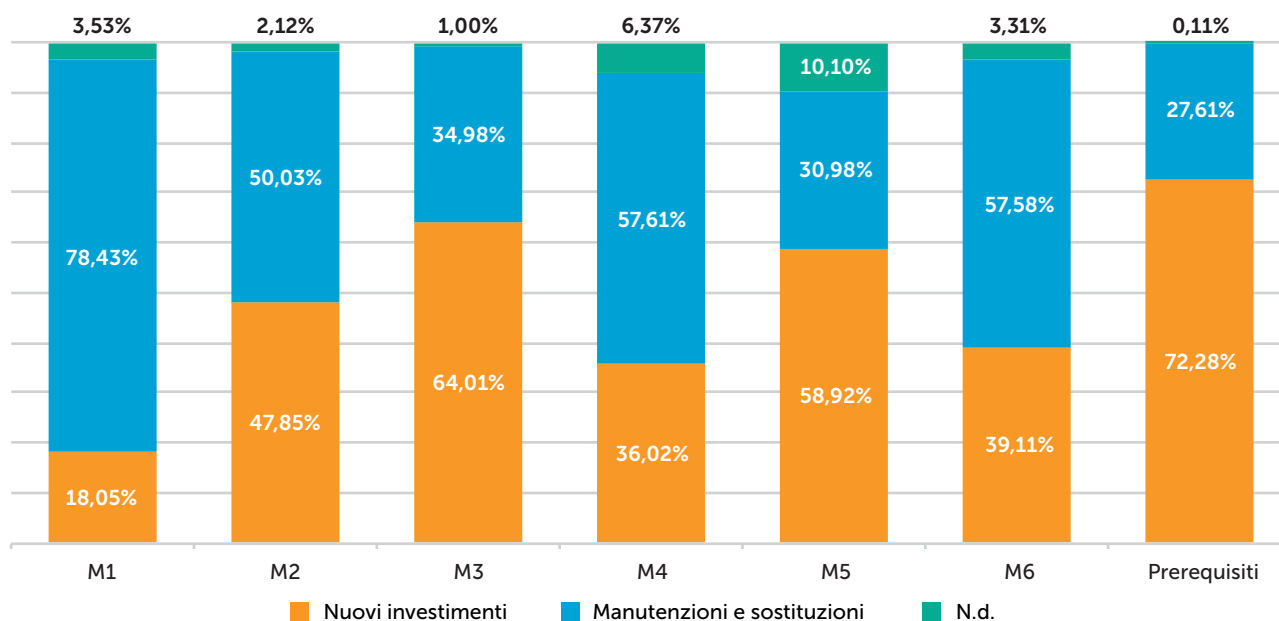
FIG. 5.39 Distribuzione degli investimenti programmati nel biennio 2018-2019 per tipologia di opera (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Per quanto riguarda la distribuzione degli investimenti per singoli obiettivi di qualità tecnica (Fig. 5.40), il quadro si conferma eterogeneo. In particolare, la quota principale delle opere finalizzate al contenimento delle perdite idriche riguarda soprattutto sostituzioni della rete esistente (circa l'80% degli investimenti totali per il macro-indicatore M1). Le aree con una più elevata presenza di investimenti in nuove infrastrutture sono quelle i cui obiettivi richiedono la realizzazione di impianti, necessari, per esempio, a fornire soluzioni per ridurre lo smaltimento in discarica dei fanghi (macro-indicatore M5) o a migliorare i trattamenti di potabilizzazione dell'acqua erogata (macro-indicatore M3). L'impatto maggiore delle nuove opere si registra con riferimento ai prerequisiti (72,28%), in ragione degli interventi necessari negli agglomerati sprovvisti di reti fognarie o di servizi di depurazione, al fine di conseguire la conformità alle disposizioni della direttiva 91/271/CEE. Risulta più equilibrata la distribuzione tra le due classificazioni di interventi per l'obiettivo di riduzione delle interruzioni idriche (M2), che sottendono sia opere di sostituzione delle condotte, sia la realizzazione di nuove interconnessioni e opere di captazione. Si rivela, poi, molto simile la ripartizione degli investimenti tra nuove realizzazioni e opere di manutenzione con riferimento agli obiettivi di adeguatezza del sistema fognario (M4) e di miglioramento della qualità dell'acqua depurata (M6), finalizzati, nel primo caso, soprattutto all'ammodernamento dei collettori fognari e, nel secondo, all'adeguamento e al potenziamento degli impianti di depurazione.

FIG. 5.40 Distribuzione degli investimenti programmati nel biennio 2018-2019 per tipologia di opera e per singoli obiettivi di qualità tecnica (in percentuale)



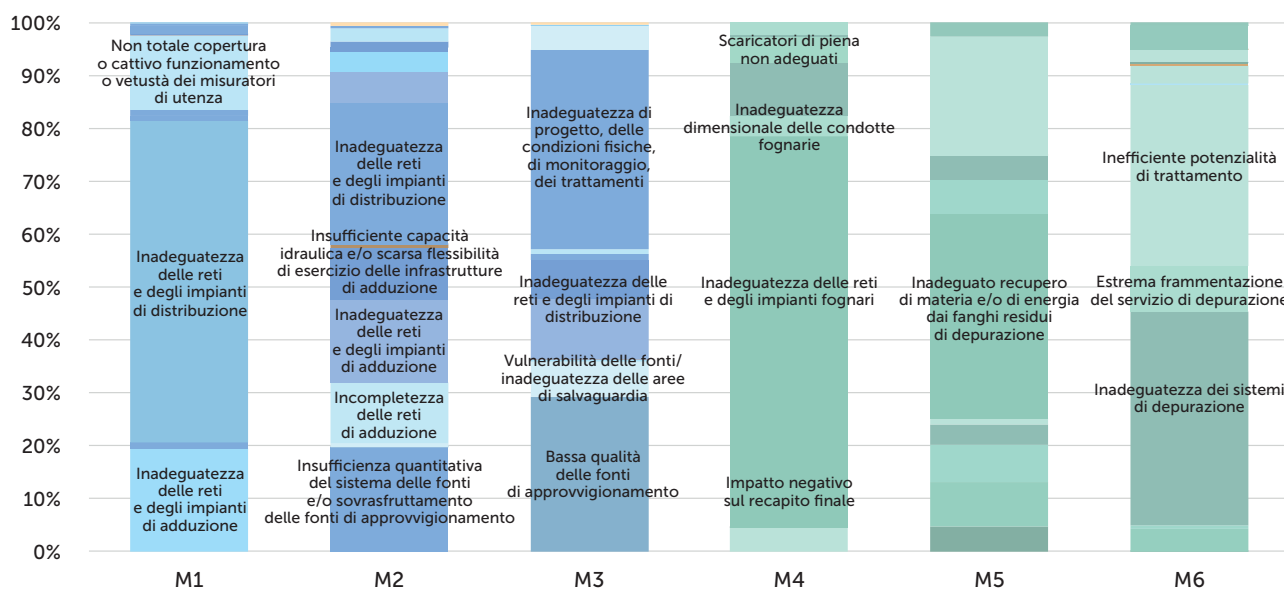
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Infine, esaminando nel dettaglio gli investimenti programmati per la risoluzione delle principali criticità del servizio idrico integrato, come individuate e classificate dall'Autorità, emerge (Fig. 5.41) che:

- l'impatto delle prime dieci criticità, in termini di investimenti programmati per il loro superamento nel biennio 2018-2019, è pari al 68,7% del totale del fabbisogno di investimenti esplicitato nei Pdl; tali criticità afferiscono al servizio di distribuzione (34%), alla depurazione (18,9%) e alla fognatura (15,8%);
- l'inadeguatezza delle reti e degli impianti di distribuzione (in termini di obsolescenza e vetustà delle opere) risulta la criticità alla quale è destinata la quota maggiore di spesa per investimenti (oltre il 19% degli investimenti totali pianificati) ed è considerata dal settore una problematica trasversale ai tre obiettivi di qualità tecnica del servizio di acquedotto, su cui si interviene prevalentemente per il contenimento delle perdite idriche;

- resta significativa l'assenza di reti fognarie e di trattamenti depurativi adeguati e conformi alle richiamate disposizioni comunitarie – incluse l'assenza di trattamenti secondari o equivalenti e l'assenza di trattamenti terziari con riferimento alle aree sensibili –, intercettata nella pianificazione dei prerequisiti⁴⁸, che assorbe nel complesso il 7,2% degli investimenti programmati;
- per l'attività di depurazione, le criticità maggiori e ricondotte dai gestori alla necessità di miglioramento della qualità dell'acqua depurata sono l'inadeguatezza dei trattamenti depurativi (intesa in termini di obsolescenza impiantistica delle opere, di mancata conformità degli scarichi o di insufficienza dei servizi di automazione, controllo e monitoraggio) e le problematiche legate all'insufficiente potenzialità di trattamento degli impianti nonché all'estrema frammentazione del servizio; con specifico riferimento al trattamento dei fanghi, inoltre, rileva l'inadeguatezza delle modalità di recupero, in condizioni che non consentono il riutilizzo in agricoltura o il trattamento in impianti di compostaggio o ancora il recupero energetico;
- gli interventi per assicurare un servizio di fognatura adeguato al carico inquinante generato sono finalizzati a risolvere soprattutto situazioni di inadeguatezza delle condizioni fisiche delle condotte fognarie e delle opere degli impianti connessi (che possono avere come effetto quello di determinare eccessivi tassi di rottura e/o perdite di refluo), nonché di inadeguatezza dimensionale dei canali fognari;
- altre problematiche di rilievo sono, infine, l'inadeguatezza delle infrastrutture di adduzione e di potabilizzazione, l'insufficienza del sistema delle fonti di approvvigionamento, la scarsa qualità di alcune fonti, nonché la vetustà dei misuratori di utenza.

FIG. 5.41 Criticità principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario nel biennio 2018-2019 (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale

Con la pubblicazione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1° agosto 2019, recante "Adozione del primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico – sezione 'acquedotti'", è stato completato

⁴⁸ In alcuni casi anche in ottica di prevenire ulteriori possibili procedure di infrazione.

il percorso – avviato nel 2018 – che ha portato alla definizione da parte dell’Autorità del primo stralcio del richiamato Piano, a valere sulle risorse pubbliche rese disponibili per il biennio 2019-2020. L’allegato 1 al DPCM contiene l’elenco dei 26 progetti da realizzare, per i quali è stato previsto un finanziamento complessivo pari a 80 milioni di euro, equamente distribuiti nelle due annualità 2019 e 2020. I progetti sono stati individuati dall’Autorità con la Relazione 20 giugno 2019, 252/2019/R/idr, a valle di un procedimento caratterizzato:

- dal coordinamento con le diverse amministrazioni coinvolte a livello nazionale e locale, per i territori di competenza (enti di governo dell’ambito, regioni, autorità di distretto e ministeri concertanti), finalizzato a individuare i criteri di priorità e urgenza, le sinergie e le complementarità tra gli interventi proposti, nonché le garanzie in ordine all’efficacia e alla rapidità di esecuzione degli interventi da finanziare;
- da approfondimenti da parte dell’Autorità, al fine di definire il fabbisogno finanziario specificatamente riconducibile agli interventi realizzabili negli anni 2019-2020 (verificando i diversi cronoprogrammi finanziari delle fasi di progettazione e di realizzazione, la suddivisibilità in lotti e/o stralci funzionali degli interventi, la possibilità di co-finanziamento dell’importo);
- dalla valutazione da parte dell’Autorità delle misure più idonee ad assicurare – tenuto conto delle caratteristiche dei soggetti potenzialmente beneficiari di risorse pubbliche – la capacità gestionale degli operatori ai quali affidare la conduzione delle opere finanziate dal Piano nazionale, quale presupposto per un impiego efficace delle risorse concesse.

Di seguito sono illustrati i tratti distintivi degli interventi che compongono il primo stralcio del Piano nazionale, nonché gli esiti di una prima attività di monitoraggio condotta dall’Autorità sulla base degli obblighi di comunicazione posti in capo agli enti di riferimento⁴⁹ e ai soggetti beneficiari del finanziamento (gestori del servizio idrico integrato)⁵⁰.

I 26 progetti oggetto di finanziamento sono riconducibili a 18 enti di riferimento – i quali hanno affidato la realizzazione delle relative opere al gestore del SII affidatario per il territorio di competenza o, in presenza di interventi aventi rilevanza interambito, a più gestioni, individuando un soggetto capofila – e ricadono in 5 diversi distretti idrografici⁵¹. Le opere sottese agli interventi selezionati hanno principalmente le seguenti finalità:

- reperimento di nuove risorse idriche;
- realizzazione di interconnessioni degli schemi acquedottistici;
- incremento della disponibilità idrica;
- miglioramento della qualità dell’acqua prelevata;
- riduzione e contenimento delle perdite idriche.

Ciascun intervento ha un diretto collegamento con uno o più obiettivi individuati dalla RQT1 per il servizio di acquedotto (riduzione delle perdite idriche, riduzione delle interruzioni, miglioramento della qualità dell’acqua erogata). Gli importi previsti dal Piano coprono generalmente le fasi conclusive della progettazione (definitiva ed esecutiva) e le fasi di realizzazione, ma si prevedono, altresì, finanziamenti delle fasi iniziali di progettazione per alcune opere che presentano caratteristiche di straordinarietà e urgenza⁵² (Fig. 5.42).

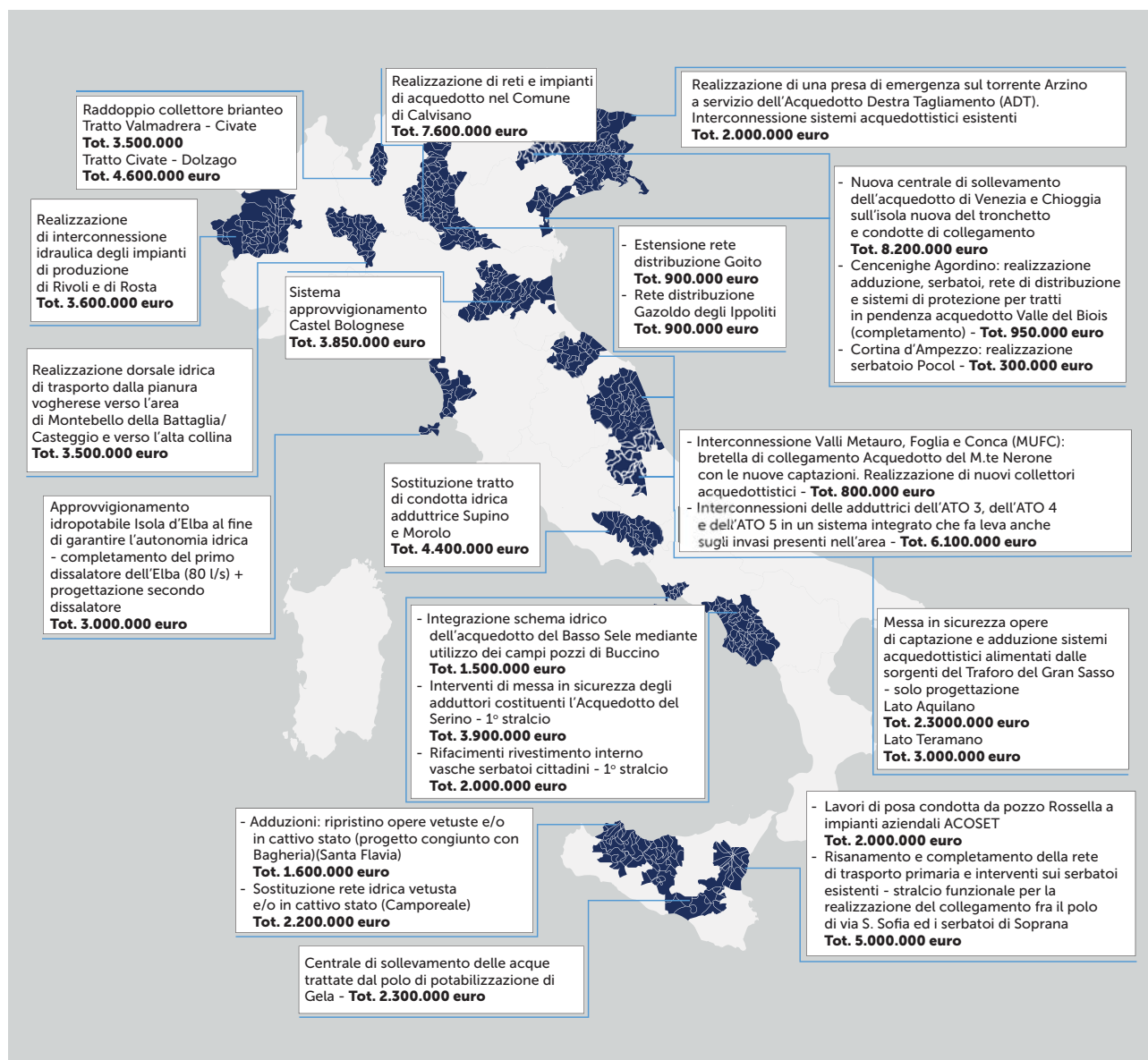
49 Coincidenti con gli Enti di governo del pertinente ambito o con le Regioni.

50 Ai sensi degli artt. 2 e 5 della delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, gli enti di riferimento devono trasmettere le informazioni richieste all’Autorità e alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA).

51 Si tratta dei seguenti distretti: Alpi orientali, Fiume Po, Appennino settentrionale, Appennino centrale, Appennino meridionale e Regione Sicilia.

52 Questo in coerenza con l’evoluzione del quadro normativo di riferimento, che, ai sensi della legge 30 dicembre 2018, n. 145, ha espunto – con riguardo ai nuovi interventi necessari e urgenti – il riferimento alla “*priorità per quelli in stato di progettazione definitiva ed esecutiva*” e inserito, quale criterio di preferenza nella selezione degli interventi, la presenza di “*sinergie e complementarità* [tra i medesimi interventi] tenuto conto dei Piani di gestione delle acque predisposti dalle autorità di distretto”.

FIG. 5.42 Localizzazione geografica degli interventi di cui all'allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati forniti dalla Relazione 252/2019/R/Idr.

A livello di distribuzione geografica (Tav. 5.2) l'area del Sud e delle Isole conta complessivamente la maggiore incidenza di interventi, con il 32,25% (pari a 25,8 milioni di euro per 10 progetti), seguita dal Nord-Ovest; in media nell'area del Centro Italia sono finanziati gli interventi di maggiore entità⁵³ (4 progetti con un finanziamento medio pari a 3,57 milioni di euro). In termini di distretti idrografici, nel distretto del Fiume Po (che comprende, tra le altre regioni, la Lombardia, il Piemonte e l'Emilia-Romagna) sono presenti interventi finanziati per un totale di 28,4 milioni di euro (pari al 35,56% delle risorse del Piano), mentre nel territorio del distretto dell'Appennino meridionale il finanziamento è destinato a 6 interventi per un ammontare di 17 milioni di euro (si tratta degli interventi della Campania, dell'Abruzzo e della Provincia di Frosinone).

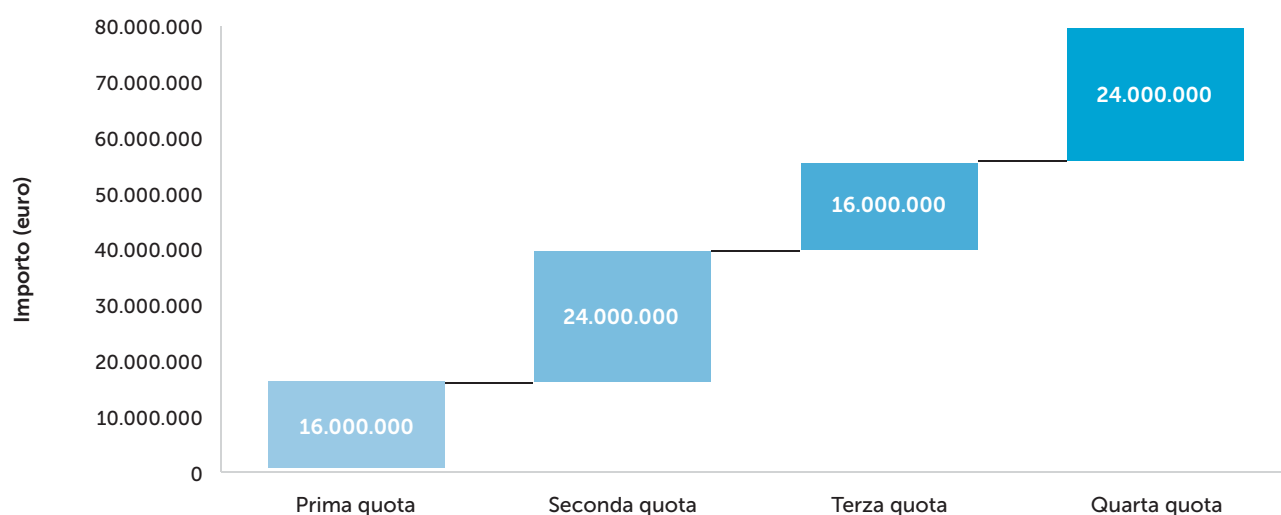
⁵³ Rientra, a titolo di esempio, in quest'area la progettazione delle interconnessioni delle adduttrici dell'ATO 3 – Marche Centro Macerata, dell'ATO 4 – Marche Centro-Sud Fermano e Maceratese e dell'ATO 5 – Marche Sud Ascoli Piceno e Fermo.

TAV. 5.2 Riepilogo degli interventi contenuti nel primo stralcio del Piano nazionale (valori di sintesi per area geografica)

AREA GEOGRAFICA	FINANZIAMENTO 2019-2020 (EURO)	PROGETTI (N.)	IMPORTO MEDIO PROGETTI (EURO)	INCIDENZA SUL TOTALE (%)
Nord-Ovest	24.600.000	7	3.514.286	30,75
Nord-Est	15.300.000	5	3.060.000	19,13
Centro	14.300.000	4	3.575.000	17,88
Sud e Isole	25.800.000	10	2.580.000	32,25
ITALIA	80.000.000	26	3.076.923	100,00

Fonte: ARERA, elaborazione su dati forniti dalla Relazione 252/2019/R/idr.

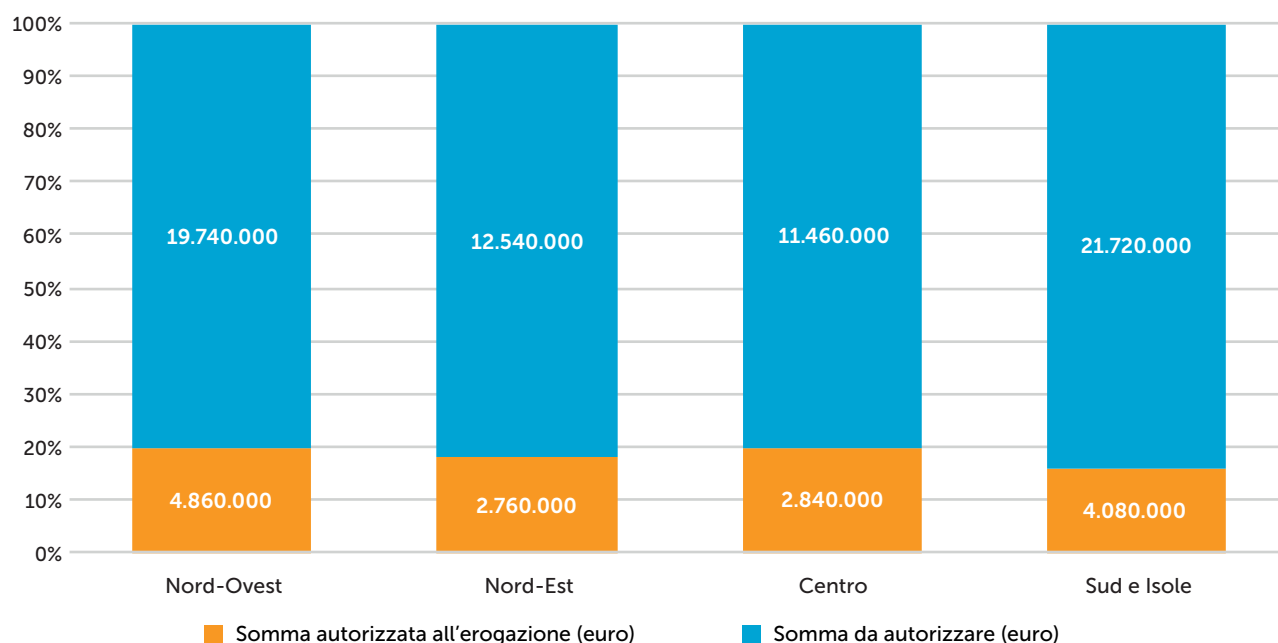
Con la delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, nell'ambito della definizione delle modalità di erogazione delle risorse del Piano, l'Autorità ha previsto un'erogazione in quattro *tranche*, la prima delle quali (pari al 40% dell'importo stanziato per l'annualità 2019) in acconto, mentre le successive tre a saldo dell'avanzamento lavori, a seguito dell'attestazione dell'utilizzo rispettivamente del 100% dell'importo riferito al 2019, del 40% dell'importo previsto nel 2020 e del restante 60% del medesimo importo. Nella figura 5.43 è rappresentato graficamente il peso di ciascuna quota a livello aggregato, dalla quale si evince che le prime tre quote coprono il 70% del finanziamento complessivo nei due anni (con impatti per singolo intervento che oscillano tra il 67% e il 72%).

FIG. 5.43 Entità delle quote di finanziamento (a livello aggregato) previste dalla delibera 425/2019/R/idr

Fonte: ARERA.

Con la delibera 3 dicembre 2019, 512/2019/R/idr, l'Autorità, a valle della verifica degli adempimenti degli obblighi in capo all'ente di riferimento e al soggetto beneficiario ai sensi degli artt. 2 e 5 della delibera 425/2019/R/idr, avvalendosi di CSEA per i profili di propria competenza, ha autorizzato quest'ultima all'erogazione della prima quota di finanziamento con riferimento a 23 dei 26 interventi, per un importo totale di circa 14,5 milioni di euro, pari al 91% del valore complessivo della prima quota e al 18% del finanziamento complessivo per il biennio 2019-2020. Nella figura 5.44 è rappresentato lo stato dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica al mese di dicembre 2019.

FIG. 5.44 Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale al dicembre 2019 (valori di sintesi per area geografica)



Fonte: ARERA.

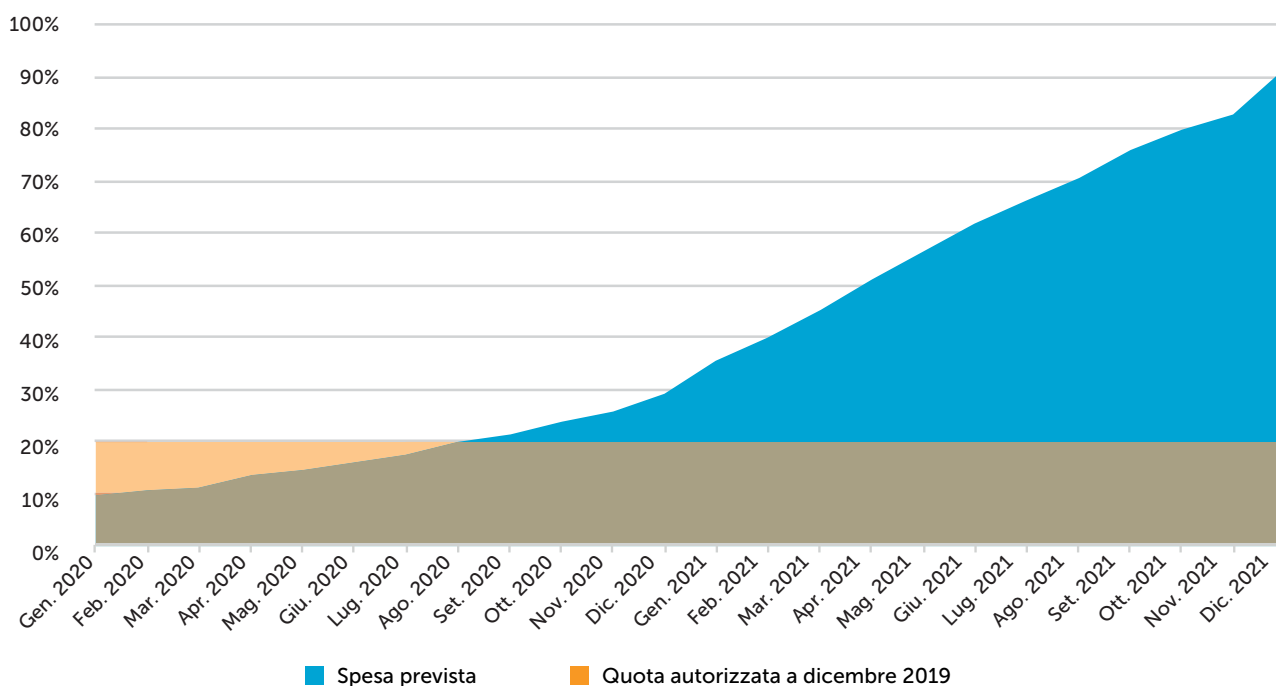
Ai sensi del comma 5.3 della richiamata delibera 425/2019/R/idr, con cadenza semestrale, nonché in corrispondenza di ciascuna quota di erogazione dei fondi, l'ente di riferimento è tenuto a "informa[re] l'Autorità e CSEA sullo stato di avanzamento dell'intervento finanziato, aggiornando il cronoprogramma finanziario e segnalando eventuali criticità (ritardi nella realizzazione) o variazioni del progetto di carattere tecnico o economico". Alla data di redazione della presente *Relazione Annuale*, 13 enti di riferimento (a cui sono assegnati 19 dei 26 progetti finanziati con le risorse del Piano), avvalendosi degli enti di governo dell'ambito, laddove differenti, hanno trasmesso all'Autorità e a CSEA la documentazione attestante le previsioni di avanzamento mensile del livello di spesa relativo ai propri interventi, utilizzando l'apposita modulistica predisposta da CSEA. In generale, dalla documentazione ricevuta si rileva che diversi soggetti hanno segnalato ritardi nell'avanzamento dei lavori (con quantificazioni che vanno da pochi mesi fino a una stima di sei mesi in un caso specifico), legati a rallentamenti delle attività di autorizzazione e progettazione dovuti anche alle misure restrittive imposte dall'emergenza Covid-19; in ogni caso, la maggior parte dei soggetti ha dichiarato di poter recuperare parte del ritardo nelle fasi successive e di non ricadere nelle casistiche di revoca del finanziamento⁵⁴. I cronoprogrammi mensili aggiornati dagli enti di riferimento permettono di effettuare una previsione dei periodi dell'anno nei quali potrebbe essere autorizzata l'erogazione delle successive quote e in generale del livello di saturazione del finanziamento previsto. Tale valutazione sconta una serie di assunzioni preliminari: in primo luogo, il rispetto del cronoprogramma economico-finanziario trasmesso; in secondo luogo, il rispetto e l'attestazione delle condizionalità generali e specifiche previste dall'art. 7 della citata delibera 425/2019/R/idr; infine, in caso di interventi cofinanziati con altre risorse, l'utilizzo prioritario della spesa oggetto di finanziamento.

L'analisi, effettuata con riferimento al campione di enti che hanno trasmesso l'aggiornamento dei cronoprogrammi (i cui esiti sono rappresentati nella figura 5.45), mostra come, a livello aggregato, la maggior parte delle spese sia prevista nei primi otto mesi del 2021 (anche per effetto dei ritardi e delle criticità evidenziate). In particolare, ci

⁵⁴ In particolare, il comma 8.1, n. 1), della delibera 425/2019/R/idr ricomprende tra le possibili cause di revoca del finanziamento il "mancato utilizzo di almeno l'80% della spesa totale del progetto finanziato entro 2 anni dall'erogazione della prima quota di finanziamento".

si attende che nel periodo compreso tra dicembre 2020 e agosto 2021 l'utilizzo delle risorse aumenti dal 30% al 70% del finanziamento complessivo concesso. A livello dei singoli interventi, l'erogazione delle prime quote successive all'acconto (che si registrerà, in media, per le gestioni che hanno speso una percentuale compresa tra il 44% e il 53% del finanziamento complessivo del biennio) è prevista per i mesi di luglio e agosto 2020⁵⁵.

FIG. 5.45 Previsioni di spesa cumulata del Piano sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari



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.

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie relative all'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019

Come anticipato nel paragrafo precedente, con la delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr, l'Autorità ha disciplinato le regole e le procedure per l'aggiornamento biennale (riferito agli anni 2018 e 2019) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato, elaborate in osservanza del Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio di cui all'allegato A della delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr (MTI-2), prevedendo contestualmente che i soggetti competenti fossero tenuti a recepire – negli atti che costituiscono lo specifico schema regolatorio – gli obiettivi di qualità tecnica introdotti con la delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr.

⁵⁵ Con la circolare 28 febbraio 2020, 10/2020/idr, CSEA, nel predisporre la modulistica utile ai fini della richiesta di erogazione di ciascuna delle quote di finanziamento successive a quella di acconto, ha previsto finestre temporali di erogazione di durata quadrimestrale, disponendo che per l'annualità in corso (2020) le prime erogazioni avverranno entro agosto (per le richieste di finanziamento pervenute a CSEA entro il mese di giugno).

Pertanto, in continuità con le procedure stabilmente adottate dall'Autorità, gli enti di governo dell'ambito sono stati chiamati a validare le informazioni fornite dai gestori e a integrarle o modificarle secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio, nonché, a partire dal 2018 e con riferimento ai dati di qualità tecnica, a determinare una base informativa completa, coerente e congrua al fine di definire gli obiettivi associati agli indicatori di cui alla delibera 917/2017/R/idr, adottando, con proprio atto deliberativo, il pertinente schema regolatorio – composto dal Programma degli interventi (PdI), dal Piano economico-finanziario (PEF) e dall'aggiornamento della Convenzione di gestione, tra loro coerentemente redatti –.

Nell'ambito delle regole relative all'aggiornamento biennale, l'Autorità ha, inoltre, previsto la conferma della matrice di schemi regolatori di cui all'MTI-2 (Tav. 5.3), attraverso la quale ciascun soggetto competente – in possesso di tutti i dati necessari alla valorizzazione delle componenti di costo del servizio – seleziona lo schema più appropriato sulla base di una scelta tridimensionale, in ragione:

- del fabbisogno di investimenti in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti;
- dell'eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore, principalmente riconducibili a processi di aggregazione gestionale, ovvero all'introduzione di rilevanti miglioramenti qualitativi dei servizi erogati;
- dell'entità dei costi operativi per abitante servito dalla gestione rispetto al valore *Opex pro capite* medio (OPM), stimato dall'Autorità con riferimento all'anno 2014 per l'intero settore.

Detto approccio conduce all'individuazione di differenti tipi di schemi regolatori, cui sono associate diverse regole di computo tariffario e diversi limiti alla variazione annuale del moltiplicatore tariffario, in ragione delle specificità riguardanti le singole gestioni.

Nel corso del 2019, l'Autorità ha proseguito la propria attività istruttoria per l'approvazione delle proposte di aggiornamento delle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2018 e 2019, ovvero – relativamente ad alcuni contesti caratterizzati dalla complessità delle proposte stesse o dal protrarsi dei tempi per il loro perfezionamento a livello locale – anche per l'intero periodo regolatorio 2016-2019⁵⁶.

TAV. 5.3 Matrice di schemi regolatori per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

		$\frac{Opex^{2014}}{pop} \leq OPM$	$\frac{Opex^{2014}}{pop} > OPM$	AGGREGAZIONI, VARIAZIONI NEGLI OBIETTIVI O NELLE ATTIVITÀ DEL GESTORE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} \leq \omega$	Schema I	Schema II	Schema III
		Limite di prezzo: 6,0%	Limite di prezzo: 5,5%	Limite di prezzo: 6,5%
	$\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} > \omega$	Schema IV	Schema V	Schema VI
		Limite di prezzo: 8,5%	Limite di prezzo: 8,0%	Limite di prezzo: 9,0%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati forniti dalla Relazione 252/2019/R/idr.

⁵⁶ Come evidenziato anche nel Volume 2 della presente *Relazione Annuale*, per il quadriennio 2016-2019, nel complesso, le determinazioni tariffarie deliberate (in sede di prima approvazione) dall'Autorità hanno riguardato 584 gestioni, interessando 44.583.567 abitanti (residenti in 5.702 Comuni), per le quali è stato approvato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 4,5% nel 2016, al 3,6% nel 2017, al 2,7% nel 2018 e all'1,6% nel 2019.

In particolare, gli atti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità hanno riguardato:

- 130 gestioni (42.573.312 abitanti residenti in 5.248 Comuni), per le quali è stato approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, con un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 4,3% nel 2016, al 3,4% nel 2017, al 2,6% nel 2018 e all'1,6% nel 2019;
- 454 gestioni (2.010.255 abitanti residenti), per le quali è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Le determinazioni assunte dall'Autorità per l'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019, alla data del 31 dicembre 2019, hanno riguardato 98 gestioni, interessando 34.097.585 abitanti. Per tali gestioni è stato approvato l'aggiornamento dello specifico schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra gli obiettivi dai medesimi fissati, gli interventi programmati per il perseguimento degli obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera 917/2017/R/idr e il moltiplicatore tariffario *teta* (9), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio di cui alla delibera 918/2017/R/idr.

I citati provvedimenti di approvazione dell'aggiornamento tariffario biennale, adottati dall'Autorità, interessano il 98% della popolazione del Nord-Est, l'86% degli abitanti del Nord-Ovest e il 68% dei residenti nell'Italia centrale, mentre la copertura nelle aree del Sud e delle Isole si attesta al 13% (Tav. 5.4 e Fig. 5.46). A livello nazionale le determinazioni dell'Autorità riguardano gestioni che erogano il servizio al 59% degli abitanti residenti, con una copertura pressoché completa in Piemonte, Friuli-Venezia Giulia, Veneto, Emilia-Romagna, Umbria e Basilicata.

TAV. 5.4 *Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per l'aggiornamento biennale 2018-2019 (numero di gestioni e di abitanti)*

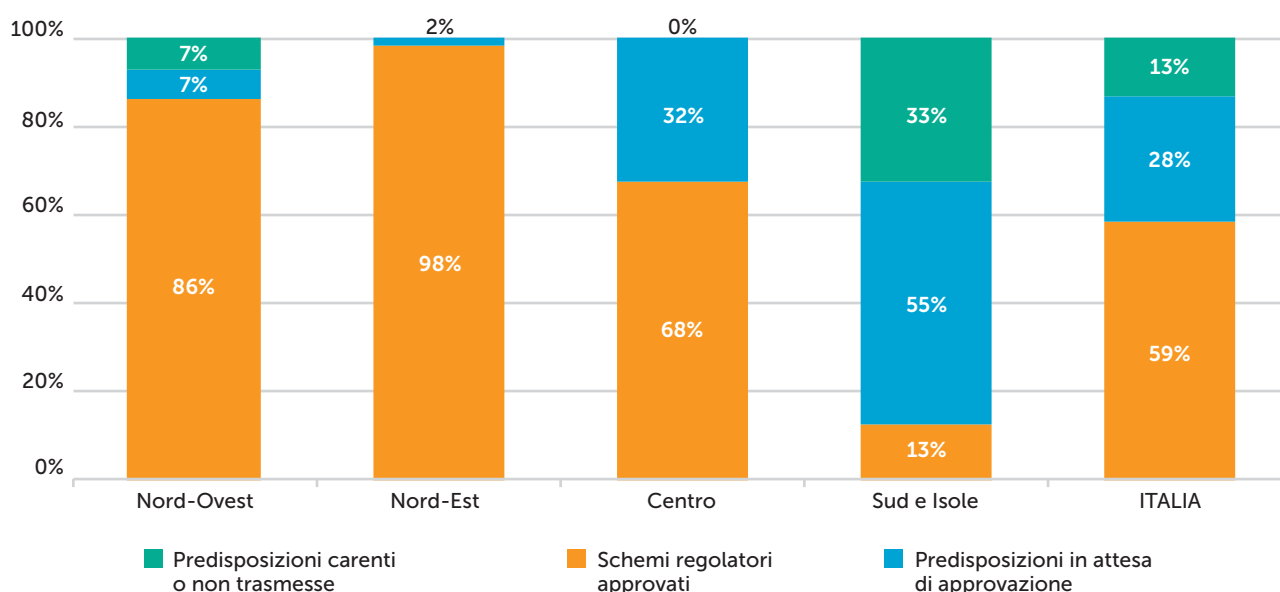
REGIONE	GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2018-2019 (N.)	POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2018-2019 (ABITANTI)
Abruzzo	3	442.704
Basilicata	1	570.215
Calabria	-	-
Campania	-	-
Emilia-Romagna	13	4.358.439
Friuli-Venezia Giulia	6	1.117.757
Lazio	1	3.522.055
Liguria	1	853.124
Lombardia	24	8.293.737
Marche	5	1.179.043
Molise	-	-
Piemonte	17	4.312.111
Puglia	-	-
Sardegna	-	-
Sicilia	4	1.620.304
Toscana	6	2.272.345
Umbria	3	889.504
Valle d'Aosta	-	-
Veneto	14	4.666.247
TOTALE	98	34.097.585

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento alle gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato le proprie determinazioni – procedendo ad approfondite verifiche istruttorie in ordine ad aspetti specifici rinvenibili nelle proposte di aggiornamento ricevute, ovvero all'invio di diffide ad adempiere – si distinguono:

- le predisposizioni tariffarie trasmesse dagli EGA per le quali – pur avendo in molti casi l'Autorità provveduto ad assumere, in sede di prima approvazione, le pertinenti determinazioni per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 – sono in corso i necessari approfondimenti sull'aggiornamento dei dati e degli atti ricevuti per il biennio 2018-2019. Si fa riferimento, in particolare, a talune gestioni operanti in Lombardia, Liguria, Toscana, Abruzzo, Lazio, Campania e Sicilia e agli operatori che servono le Regioni Puglia e Sardegna, per le quali si è riscontrato generalmente un processo più lungo nel perfezionamento degli atti di aggiornamento della pertinente programmazione, talvolta anche dovuto all'attivazione di strumenti (regolatori e non) per il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario;
- le realtà caratterizzate da specifiche complessità nella *governance* di settore, per le quali il soggetto competente non ha ottemperato agli obblighi di trasmissione della proposta tariffaria o ha provveduto alle determinazioni di competenza in modo carente (ci si riferisce, nello specifico, al Molise, alla Calabria, a talune gestioni della Campania e della Sicilia).

FIG. 5.46 Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (aggiornamento tariffario 2018-2019)



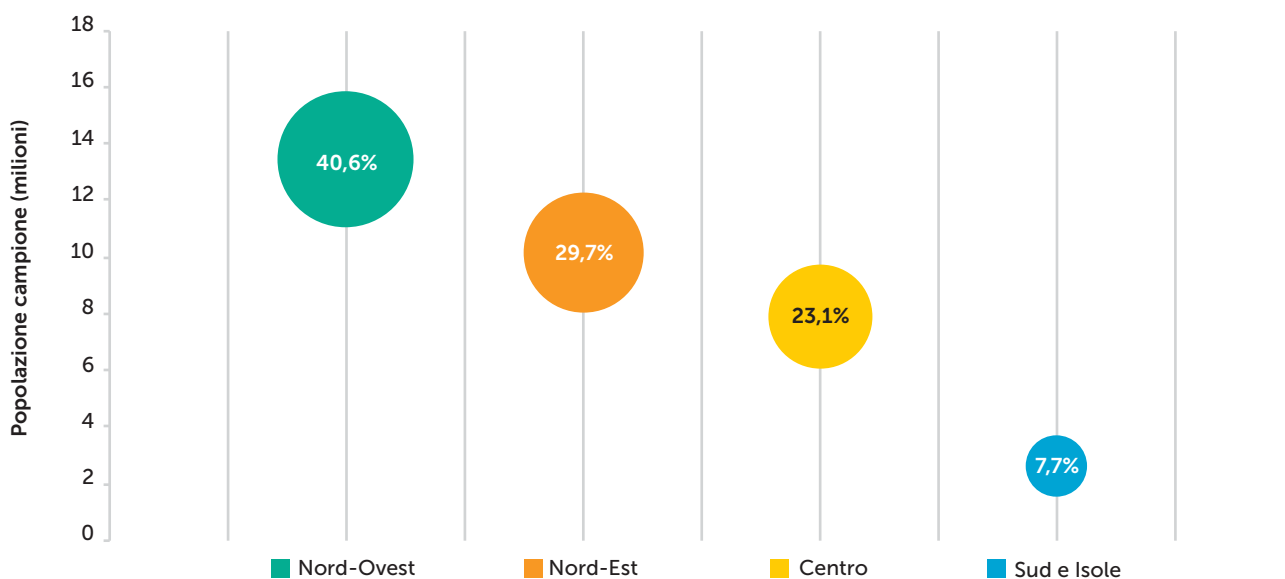
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riguardo alle fattispecie sopra menzionate, come chiarito nel comunicato del 5 febbraio 2020, l'Autorità completerà le istruttorie volte ad accertare la coerenza dei pertinenti dati tecnici e tariffari, nell'ambito delle verifiche sugli specifici schemi regolatori proposti per il terzo periodo regolatorio (2020-2023), in osservanza del metodo tariffario idrico MTI-3 di cui alla delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, con la precisazione che, per il biennio 2018-2019, restano valide le determinazioni tariffarie adottate dal soggetto competente, che saranno valutate dall'Autorità – nell'ambito della quantificazione delle componenti a conguaglio di cui all'art. 27 dell'MTI-3 – in sede di approvazione del nuovo schema regolatorio.

Caratteristiche degli schemi regolatori approvati dall'Autorità

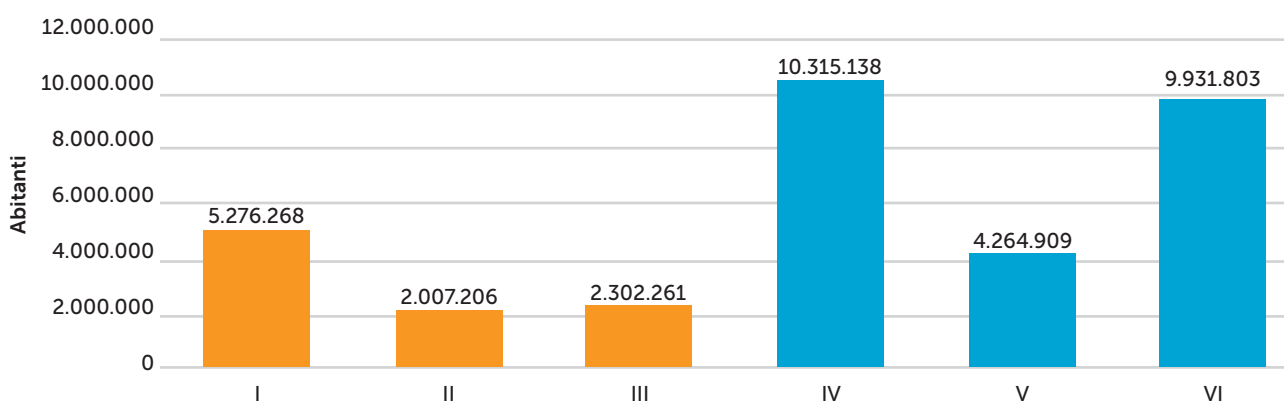
Considerando la popolazione servita (complessivamente pari a 34.097.585 abitanti), il campione delle 98 gestioni per le quali l'Autorità ha approvato l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie proposto dai pertinenti soggetti competenti si distribuisce tra le diverse aree geografiche come rappresentato nella figura 5.47.

FIG. 5.47 Distribuzione della popolazione del campione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.48 Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti (aggiornamento tariffario 2018-2019)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Nel dettaglio, come rappresentato nella figura 5.48 e nella tavola 5.5, si rileva che:

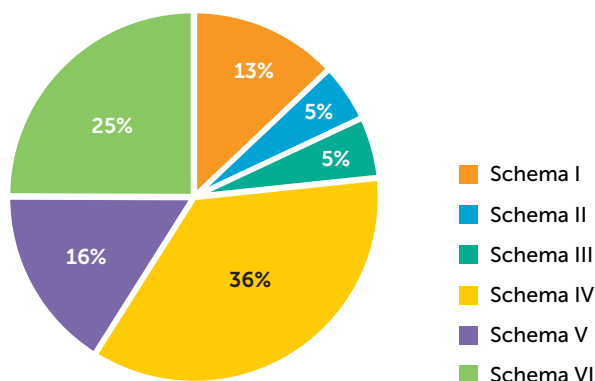
- per 36 gestioni (che erogano il servizio a 9.585.735 abitanti), le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi negli schemi I, II e III della matrice di schemi regolatori. Per il menzionato gruppo di operatori è stata approvata una variazione tariffaria media annua del -2,3% nel 2018 e del -1,3% nel 2019, a fronte di un contenuto fabbisogno di investimenti (rispetto alla RAB esistente);
- per 62 gestioni (che servono 24.511.850 abitanti), le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni pregresse, 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 2,0% nel 2018 e al 2,1% nel 2019, a fronte di un rilevante fabbisogno di investimenti (rispetto alla RAB esistente). La figura 5.49 mostra come il 36% della spesa pianificata per investimenti sia riferita a gestioni che si collocano nello schema IV della matrice di schemi.

TAV. 5.5 Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità (aggiornamento tariffario 2018-2019)

REGIONE	SCHEMI I, II, III				SCHEMI IV, V, VI			
	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (QUOTA)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA (%)		GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (QUOTA)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA (%)	
			2018	2019			2018	2019
Lombardia	8	22%	-2,1%	-3,1%	16	63%	1,3%	1,3%
Piemonte	8	16%	2,5%	0,6%	9	83%	-0,2%	-1,7%
Liguria	0	0%	-	-	1	54%	-5,8%	-2,3%
Veneto	5	44%	-4,5%	-3,7%	9	56%	-0,5%	2,8%
Friuli-Venezia Giulia	1	19%	6,5%	6,5%	5	70%	3,4%	2,7%
Emilia-Romagna	9	74%	-4,5%	-0,1%	4	26%	1,1%	0,2%
Toscana	1	7%	1,5%	1,1%	5	55%	4,2%	2,6%
Umbria	0	0%	-	-	3	100%	0,1%	1,2%
Marche	1	8%	0,0%	-1,3%	4	69%	2,8%	1,5%
Lazio	0	0%	-	-	1	64%	5,6%	5,8%
Abruzzo	1	21%	5,0%	5,0%	2	13%	4,1%	7,1%
Basilicata	0	0%	-	-	1	100%	5,0%	4,6%
Sicilia	2	11%	2,4%	-2,8%	2	21%	8,7%	8,8%
TOTALE	36	17%	-2,3%	-1,3%	62	42%	2,0%	2,1%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.49 Quota degli investimenti programmati per quadrante della matrice di schemi regolatori (aggiornamento tariffario 2018-2019)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

Le proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità (alla data del 31 dicembre 2019) portano a quantificare, per l'anno 2019, un ammontare complessivo di costi ammessi al riconoscimento tariffario (Vincolo ai ricavi del gestore, VRG) pari a 5,4 miliardi di euro⁵⁷. Dalla figura 5.50 si evince che:

- il 60,9% dei costi ritenuti ammissibili a fini tariffari è destinato alla copertura dei costi operativi, distinti tra:
 - costi operativi endogeni – efficientabili – $Opex_{end}$ (38,1%);
 - costi operativi aggiornabili⁵⁸ $Opex_{at}$ (21,3%);
 - altri costi operativi (1,5%) riconosciuti su specifica istanza del soggetto competente: in particolare, si tratta di costi operativi di piano (Op^{new}) rivisti dal soggetto competente a seguito di una modifica del perimetro gestionale o delle attività svolte dall'operatore, di oneri aggiuntivi riconducibili all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale introdotti con la delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr ($Opex_{QC}$), nonché a quelli relativi agli obiettivi di qualità tecnica ai sensi della delibera 917/2017/R/idr ($Opex_{QT}$, per la parte non esplicitata come ERC), e di oneri derivanti dall'eventuale erogazione del bonus idrico integrativo, destinato ad agevolazioni ulteriori rispetto a quelle minime previste dalla regolazione di settore di cui alla delibera 21 dicembre 2017, 897/2017/R/idr (Op_{social});
- il 6,1% del VRG afferisce ai costi ambientali e della risorsa ERC (una piccola parte dei quali, pari allo 0,4%, è riferibile agli $Opex_{QT}$ esplicitati come ERC);
- il 23,5% del VRG è finalizzato alla copertura dei costi delle immobilizzazioni (Capex) cui si aggiunge una quota del 6,6% (FoNI) a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza;
- il 2,8% del VRG è destinato al recupero (in sede di conguaglio) degli scostamenti rispetto ai dati effettivamente registrati con riferimento a talune variabili.

In particolare, rispetto alla composizione del VRG riferita all'anno 2018⁵⁹ (illustrata nella *Relazione Annuale* 2019 e afferente a un campione di 78 operatori che erogano il servizio a 30.711.083 abitanti) si rileva una sostanziale stabilità della quota dei costi destinata al mantenimento e all'ammodernamento delle infrastrutture

⁵⁷ Il dato si riferisce alle 98 gestioni (che erogano il servizio a 34.097.585 abitanti), le cui rideterminazioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 sono state approvate dall'Autorità.

⁵⁸ I costi operativi aggiornabili ($Opex_{at}$) comprendono i costi dell'energia elettrica, i costi degli acquisti all'ingrosso, nonché 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).

⁵⁹ Per il 2018, il VRG era così composto: $OPEX_{end}$ 38,3%, $Opex_{at}$ 21,8%, altri costi operativi 1,1%, ERC 5,9%, Capex 23,6%, FoNI 6,3%, Rc_{TOT} 2,9%.

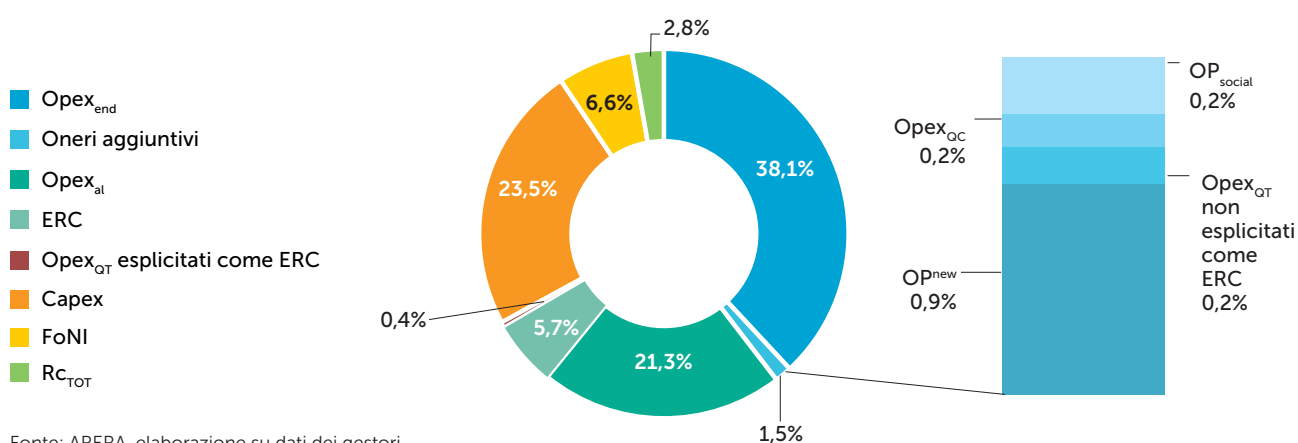
(Capex) e di quella relativa alle componenti a conguaglio (Rc_{TOT}), a fronte di una riduzione del peso dei costi operativi. Si conferma, inoltre, nell'ambito dei costi operativi, l'aumento dell'incidenza media della voce OP^{new} , che trova giustificazione – come in più occasioni evidenziato – nel continuo processo di consolidamento e razionalizzazione delle gestioni, riscontrato in particolare nel Nord-Est del Paese.

Le verifiche compiute dall'Autorità con riferimento al confronto tra i costi operativi risultanti dalle fonti contabili e quelli riconosciuti in tariffa, attraverso la componente di costo endogeno $Opex_{end}$, hanno rilevato uno scostamento, che si è mantenuto pressoché costante nel periodo 2014-2017, pari a circa il 5%, con costi operativi effettivi risultati mediamente inferiori a quelli previsti dalla corrispondente voce tariffaria. Si tratta di una differenza riconducibile alla regolazione incentivante originariamente prevista con riferimento agli $Opex_{end}$ che, sotto questo profilo, attesta, da un lato, la capacità gestionale di tenere sotto controllo i costi nel tempo e, dall'altro, i limiti relativi all'adozione di iniziative di efficientamento ulteriore. La distanza tra i costi previsti e quelli effettivi assume valori differenziati a livello geografico, con valori superiori nel Nord-Ovest e nel Centro e inferiori nel Sud e nelle Isole.

Dalla rappresentazione sia della composizione del VRG per volumi erogati, sia della eterogeneità dei costi unitari per servizio nelle diverse aree del Paese, si confermano alcune delle evidenze mostrate nella *Relazione Annuale* 2019. In particolare, con riferimento alla composizione del VRG unitario mostrata nella figura 5.51, il minor valore medio del VRG per metro cubo erogato si registra nell'area Nord-Ovest e risulta pari a 1,62 euro/m³, mentre nel Centro, cui è ancora associata la maggiore quota di VRG destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni (0,70 euro/m³), lo stesso valore si attesta a 2,48 euro/m³. Con riferimento ai costi operativi, considerando complessivamente gli $Opex_{end}$ e gli $Opex_{al}$, il valore medio nazionale è pari a 1,21 euro/m³, compreso tra il valore medio di 0,92 euro/m³ nell'area Nord-Ovest e di 1,43 euro/m³ nell'area Sud e Isole.

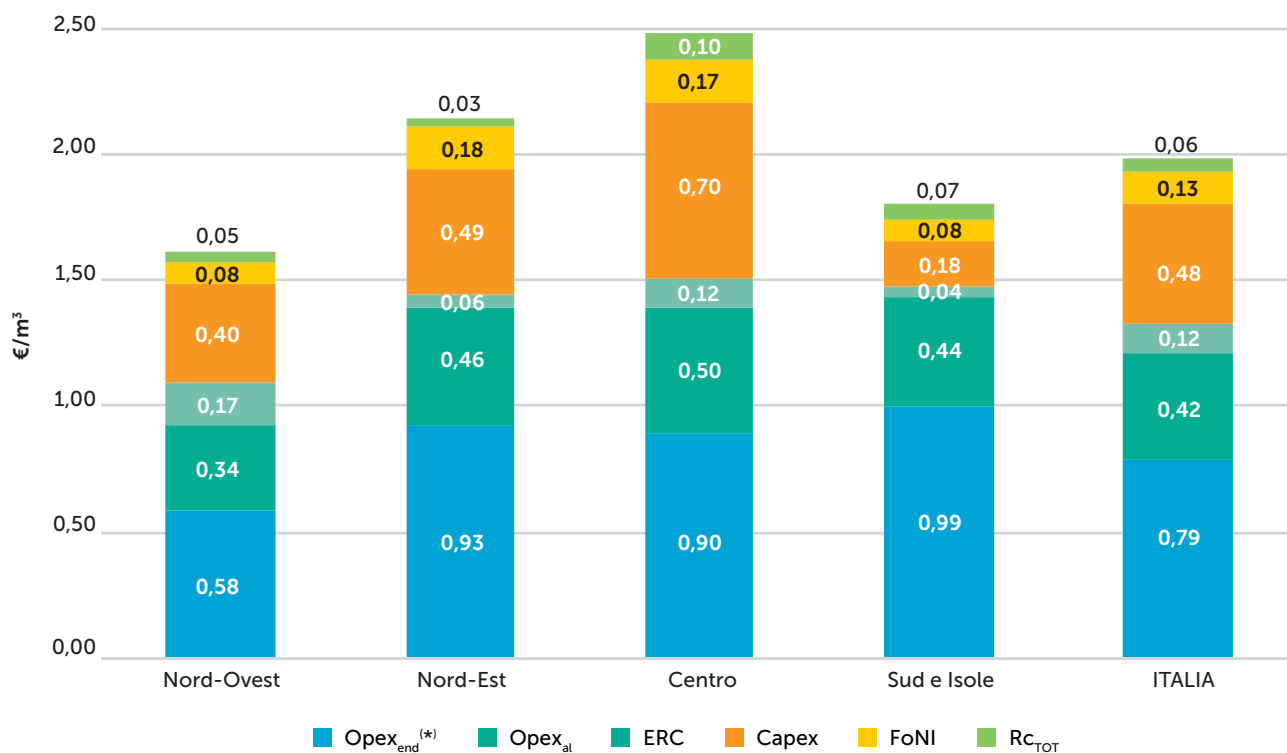
Va sottolineata la permanenza di rilevanti divari tra i costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario (che spiegano, almeno in parte, l'eterogeneità dei corrispettivi applicati all'utenza). Tali differenze si rinvengono anche tra i valori minimi e i valori massimi registrati nell'ambito della medesima area geografica (Fig. 5.52): a livello nazionale, il VRG per metro cubo di risorsa erogata (in media pari a 1,98 euro/m³) varia tra un valore minimo (registrato nell'area Sud e Isole) di 0,72 euro/m³ e un valore massimo (rilevato nel Centro) di 3,93 euro/m³.

FIG. 5.50 Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

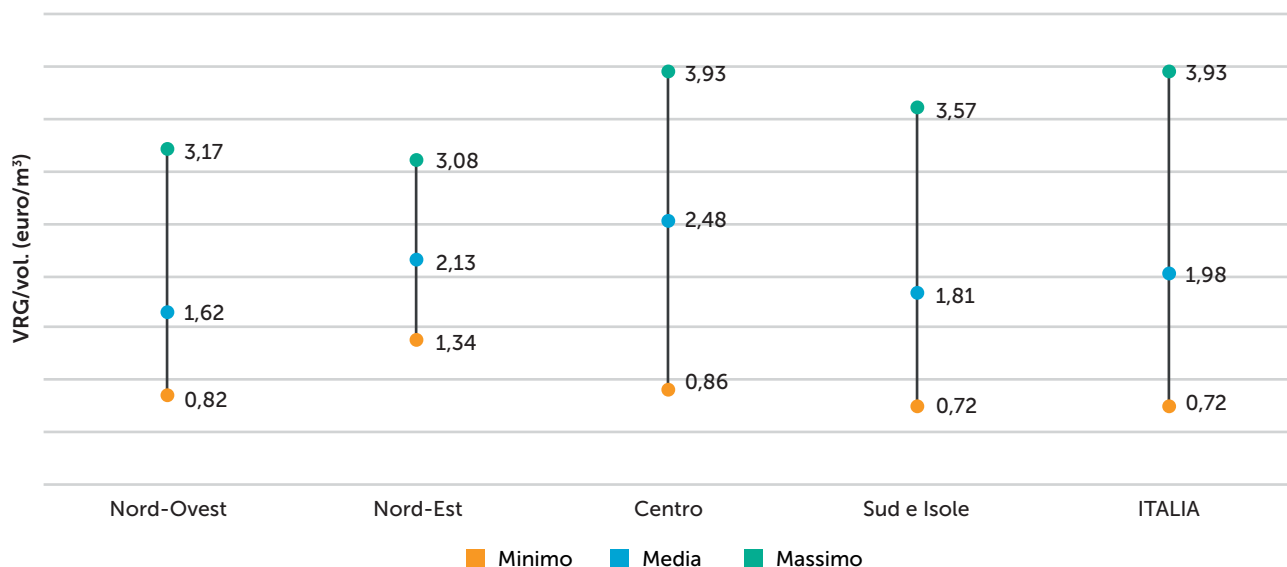
FIG. 5.51 Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2019



(*) Include eventuali OP^{new}, Opex_{QC}, Opex_{QT} e OP_{social}

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.52 Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con specifico riferimento alle componenti di costo introdotte dalla delibera 918/2017/R/idr, si riportano nelle tavole 5.6 e 5.7 i valori di Opex_{QT}⁶⁰ e OP_{social}⁶¹ inclusi nel VRG e distinti per area geografica.

60 Costi operativi per il miglioramento della qualità tecnica nell'ambito dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie.

61 Costi operativi per la tutela delle utenze deboli nell'ambito dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie.

TAV. 5.6 *Opex_{OT} per gli anni 2018-2019*

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	TOTALE Opex _{OT} 2018 (EURO)	Opex _{OT} 2018 ESPLICITATI COME ERC (EURO)	TOTALE Opex _{OT} 2019 (EURO)	Opex _{OT} 2019 ESPLICITATI COME ERC (EURO)	INCIDENZA Opex _{OT} 2018 (% su VRG)	INCIDENZA Opex _{OT} 2019 (% su VRG)
Nord-Ovest	11	6.703.922	6.435.566	5.331.175	17.988.082	15.572.000	0,33%	0,92%
Nord-Est	17	5.904.757	2.065.999	575.115	3.860.337	1.556.270	0,13%	0,23%
Centro	11	6.477.822	3.320.904	2.525.884	8.251.300	5.751.270	0,23%	0,59%
Sud e Isole	1	207.597	380.600	-	375.200	-	0,15%	0,15%
ITALIA	40	19.294.098	12.203.069	8.432.174	30.474.919	22.879.540	0,23%	0,57%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Gli oneri aggiuntivi (in termini di costi operativi) per l'adeguamento agli standard di qualità tecnica (Opex_{OT}) – quantificati dai competenti enti di governo per 40 gestioni, che erogano il servizio a 19.294.098 abitanti – ammontano complessivamente a 42,7 milioni di euro per il biennio 2018-2019, con una quota parte esplicitata come ERC che risulta preponderante (69,1% nel 2018 e 75,1% nel 2019). Relativamente all'impatto di tali componenti tariffarie, la tavola 5.6 riporta anche il peso sul VRG per ciascun anno di riferimento, confermandone l'incidenza limitata in termini di costi ammessi al riconoscimento tariffario (0,23% del VRG nel 2018 e 0,57% del VRG nel 2019).

La successiva tavola 5.7 è riferita, invece, alla componente tariffaria Op_{social} (valorizzata per 35 gestioni che servono 19.437.694 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) ammontano a 13,2 milioni di euro nel 2018 e a 14,3 milioni di euro nel 2019. Relativamente all'area del Sud e delle Isole, si precisa che l'erogazione di tali agevolazioni integrative è stata prevista dai competenti enti di governo dell'ambito con riferimento a talune delle gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato i pertinenti atti di approvazione delle proposte di aggiornamento tariffario trasmesse. In termini di VRG, a livello nazionale, l'impatto è di circa lo 0,23% nel 2018 e lo 0,24% nel 2019.

TAV. 5.7 *Op_{social} in tariffa per gli anni 2018-2019*

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	Op _{social} 2018 (EURO)	Op _{social} 2019 (EURO)	Op _{social} 2018 (% VRG)	Op _{social} 2019 (% VRG)
Nord-Ovest	10	7.822.202	4.119.254	4.119.254	0,23%	0,09%
Nord-Est	17	5.417.837	3.515.975	4.242.839	0,20%	0,07%
Centro	8	6.197.655	5.595.517	5.985.248	0,36%	0,08%
Sud e Isole	-	-	-	-	-	-
ITALIA	35	19.437.694	13.230.746	14.347.341	0,23%	0,24%

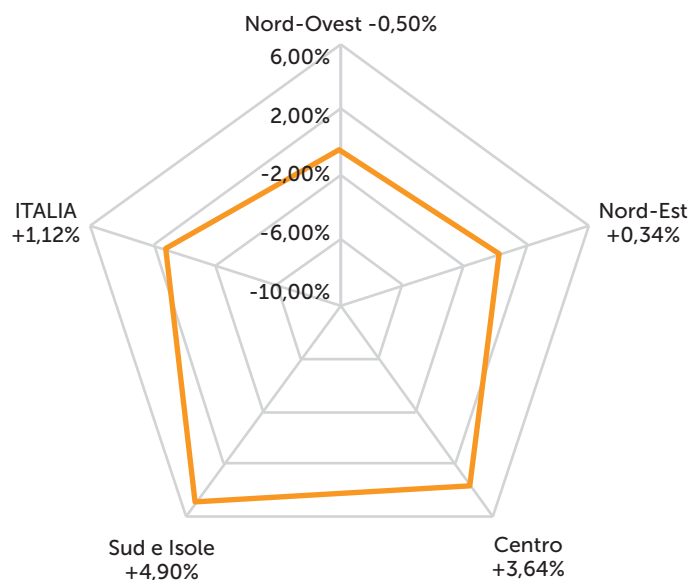
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Variazioni tariffarie e investimenti

Con specifico riferimento al 2019, nel complesso, i provvedimenti dell'Autorità aventi a oggetto l'approvazione dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie portano a quantificare, a livello nazionale, una variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza, rispetto all'anno precedente, pari all'1,1%; si rileva, quindi, una sostanziale stabilità delle tariffe, nonostante l'avviato percorso di miglioramento della qualità del servizio idrico integrato. Le variazioni registrate nelle diverse aree del Paese permangono eterogenee: si segnala, infatti, una variazione delle tariffe pari a +4,90% nel Sud e nelle Isole, a +3,64% nel Centro, a +0,34% nel Nord-Est e a -0,50% nel Nord-Ovest (Fig. 5.53).

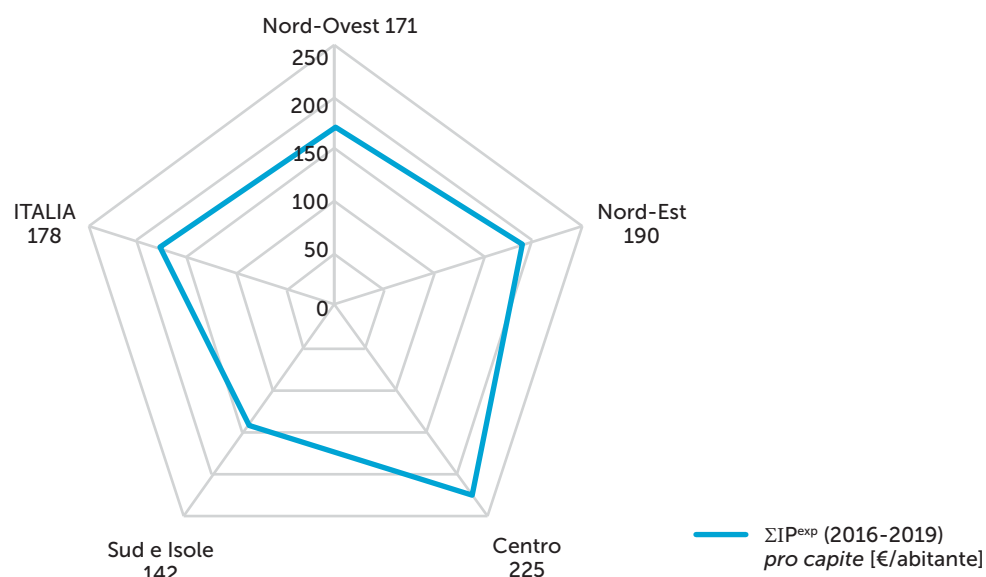
Come illustrato nella *Relazione Annuale 2019*, considerando un campione di 148 gestori che erogano il servizio a 50.626.331 abitanti⁶², il valore della spesa per investimenti *pro capite* si attesta – considerando l'intero quadriennio 2016-2019 – a 178 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a 44,5 euro/abitante/anno), con valori pari a 225 euro/abitante nel Centro e a 171 euro/abitante nel Nord-Ovest. Da rilevare, invece, le risorse più contenute destinate dalla tariffa agli interventi infrastrutturali nel Sud e nelle Isole, aree in cui, nel quadriennio considerato, il valore si ferma a 142 euro/abitante (Fig. 5.54).

FIG. 5.53 Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2019



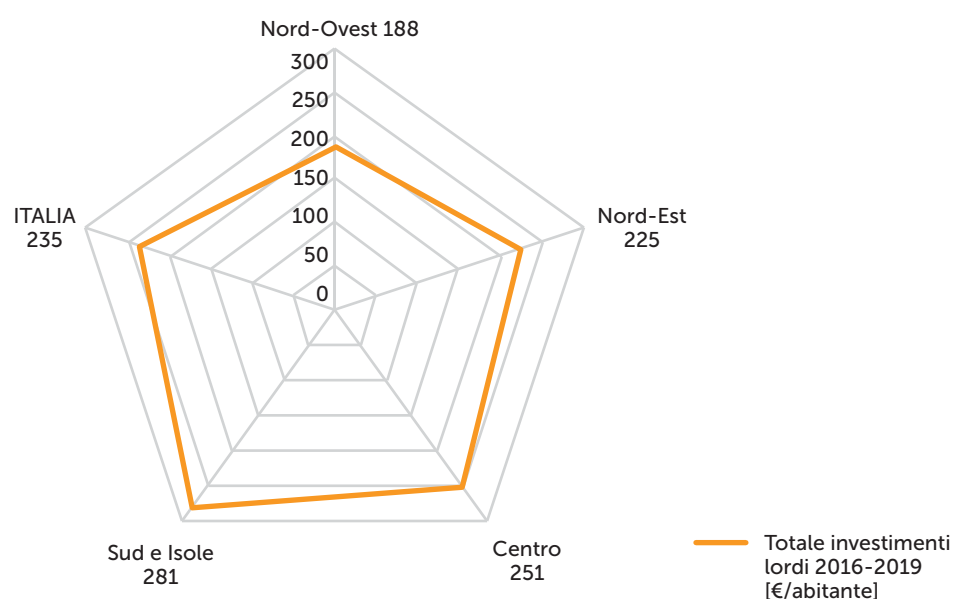
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

⁶² Il campione di riferimento comprende le gestioni per le quali sono state trasmesse all'Autorità le proposte tariffarie per il secondo periodo regolatorio 2016-2019, ma per le quali, tuttavia, l'iter di approvazione dell'aggiornamento biennale delle relative pianificazioni risulta ancora in fase di completamento.

FIG. 5.54 Investimenti pro capite netti per area geografica pianificati per il quadriennio 2016-2019

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento al medesimo campione di 148 gestori (che servono 50.626.331 abitanti), gli investimenti programmati per il quadriennio 2016-2019 – al lordo delle previsioni in ordine alla disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche – risultano, in termini *pro capite*, pari a 235 euro/abitate a livello nazionale (corrispondenti a una spesa annuale per investimenti di 59 euro/abitate), mentre, nel dettaglio, il valore più elevato si riscontra nell'area del Sud e delle Isole, con 281 euro/abitate per il quadriennio 2016-2019 (Fig. 5.55).

FIG. 5.55 Investimenti pro capite lordi per area geografica pianificati per il quadriennio 2016-2019

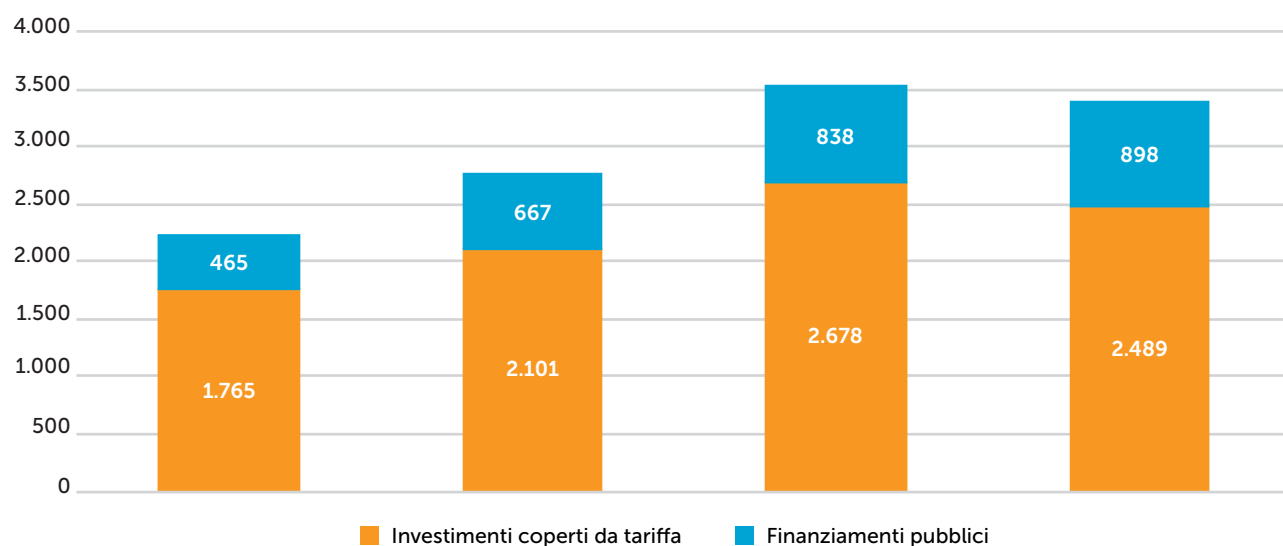
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Tenuto conto delle citate previsioni in ordine alla disponibilità di fondi pubblici, la spesa per investimenti, in termini assoluti – per il campione di 148 gestori, che servono 50.626.331 abitanti, ricomprendendo nel riferimento anche i maggiori fornitori all'ingrosso – ammonta complessivamente a 11,9 miliardi di euro per il quadriennio, passando

da 2,2 miliardi di euro nel 2016, a 2,8 miliardi di euro nel 2017, a circa 3,5 e 3,4 miliardi di euro, rispettivamente, nelle annualità 2018 e 2019 (Fig. 5.56). Estendendo l'analisi sulla base della popolazione residente nel Paese, il fabbisogno di investimenti per il comparto idrico nel periodo 2016-2019 è stimabile pari a 13,7 miliardi di euro (corrispondenti a circa 3,4 miliardi di euro in ciascuna annualità del quadriennio).

Come si è più volte avuto modo di evidenziare, dall'esame delle predisposizioni tariffarie trasmesse ai fini dell'aggiornamento biennale ai sensi della delibera 918/2017/R/idr, risulta che il recepimento della regolazione della qualità tecnica di cui alla delibera 917/2017/R/idr ha portato gli enti di governo dell'ambito – in accordo con i relativi soggetti gestori – a pianificare, per gli anni 2018 e 2019, ulteriori investimenti rispetto a quelli previsti in sede di prima predisposizione tariffaria ai sensi della delibera 664/2015/R/idr, di fatto rideterminando in aumento, di circa il 14%, il fabbisogno di investimenti inizialmente programmato. Al fine di assicurare la corretta applicazione della regolazione per schemi regolatori *pro tempore* vigente, l'Autorità ha condotto, inoltre, specifici approfondimenti volti ad accertare l'effettiva realizzazione degli investimenti previsti per gli anni 2016 e 2017.

FIG. 5.56 Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2016-2019 (fabbisogno di investimenti pianificato in milioni di euro)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Sulla base dei dati comunicati nell'ambito delle proposte tariffarie dell'aggiornamento biennale dai soggetti competenti per 118⁶³ gestori (che erogano il servizio a 45.897.619 abitanti), le verifiche compiute con riferimento ai costi delle immobilizzazioni computati in tariffa hanno evidenziato uno scostamento tra la spesa effettiva per investimenti e il fabbisogno pianificato⁶⁴: il tasso di realizzazione degli interventi programmati⁶⁵ è stato, infatti,

63 Di cui 7 soggetti erogatori di fornitura all'ingrosso.

64 In particolare, con riferimento alle criticità riscontrate nella realizzazione degli investimenti programmati, sono state rilevate casistiche in cui:

- si è rivelata debole l'iniziativa delle istituzioni competenti, che in taluni casi impiegano tempi lunghi nelle valutazioni dell'assetto gestionale desiderato (propedeutico all'identificazione degli obiettivi specifici e alla stima dei costi efficienti necessari a conseguirli); ciò induce a rinviare *sine die* la realizzazione di interventi per il miglioramento delle infrastrutture idriche, poiché, alla luce del quadro istituzionale esistente, non è possibile ricondurre le azioni delle istituzioni su traiettorie di miglioramento, sulla base della normativa vigente;
- si è rivelata debole l'azione di coordinamento nella realizzazione degli atti necessari all'avvio della realizzazione degli interventi, come le attività di progettazione esecutiva o quelle di conseguimento delle autorizzazioni previste;
- sono emerse criticità nella capacità realizzativa asseritamente riconducibili alle difficoltà introdotte con la nuova disciplina dettata dal cosiddetto Codice appalti (decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50).

65 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 $IP_{t,c}$ (al netto del valore dei contributi a fondo perduto $CFP_{t,c}$);
- la spesa sostenuta per l'avanzamento delle opere classificate come "lavori in corso", ossia la variazione del saldo delle immobilizzazioni in corso rispetto all'anno precedente (ΔLIC_t).

pari all'82,8% per il 2016 e all'85,0% per il 2017 (tenuto conto del fatto che parte della spesa sostenuta è stata destinata al completamento delle opere classificate come "lavori in corso"), ma si è registrato un incremento rispetto ai tassi di realizzazione riferiti alle annualità precedenti (pari all'81,9% per il 2014 e al 77,6% per il 2015)⁶⁶ (Tav. 5.8).

Al riguardo si segnala che, anche nel corso del 2019, l'Autorità ha proseguito la valutazione – caso per caso e nell'ambito dei singoli provvedimenti di approvazione dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 – delle specifiche misure volte al recupero dei benefici non ammissibili eventualmente conseguiti dai soggetti gestori, in tutti quei casi in cui gli operatori abbiano fatto ricorso *ex ante* a schemi regolatori (per gli anni 2014 e 2015, in applicazione del Metodo tariffario idrico) di promozione degli investimenti e abbiano rendicontato *ex post* valori di spesa inferiori alle soglie minime stabilite, procedendo, nel complesso, a disporre un recupero a vantaggio degli utenti per oltre 7 milioni di euro.

TAV. 5.8 Percentuale di realizzazione degli investimenti rispetto alla pianificazione (periodo 2014-2017)

	2014	2015	2016	2017
Investimenti realizzati rispetto alla pianificazione	81,9%	77,6%	82,8%	85,0%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato per l'anno 2019

Viene illustrata di seguito un'analisi circa la spesa sostenuta dall'utenza domestica residente per l'anno 2019, sulla base di un campione di 103 gestioni⁶⁷ che operano in 72 ATO/sub-ambiti e che servono circa 40,4 milioni di abitanti (Tav. 5.9).

TAV. 5.9 Campione di riferimento (numero di bacini tariffari, abitanti e numero di gestioni)

AREA GEOGRAFICA	ATO/SUB-ATO	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTIONI (N.)
Nord-Ovest	16	9.606.961	32
Nord-Est	21	7.961.669	30
Centro	18	10.603.327	20
Sud e Isole	17	12.258.725	21
ITALIA	72	40.430.683	103

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Considerando le gestioni del campione di riferimento, la spesa che un'utenza domestica residente tipo (famiglia di 3 persone, con consumo annuo pari a 150 m³) ha sostenuto nel 2019 può essere ricavata aggiornando le quote fisse e variabili delle relative articolazioni tariffarie sulla base del moltiplicatore tariffario ϑ riferito all'anno

⁶⁶ Si ritiene utile evidenziare che, con riferimento al 2011 (anno antecedente all'attribuzione all'Autorità delle funzioni di regolazione e controllo dei servizi idrici) – come riportato nel documento per la consultazione 25 luglio 2013, 339/2013/R/idr – "il tasso medio di realizzazione degli investimenti [risultava] pari al 55,86%, con elevata variabilità tra valori massimi e minimi".

⁶⁷ Si consideri che per 21 gestioni del campione (che erogano il servizio a 12,7 milioni di abitanti) i moltiplicatori tariffari proposti dal soggetto competente per il relativo aggiornamento biennale per le annualità 2018 e 2019 sono ancora in fase di specifica istruttoria, ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità.

considerato, determinato dai soggetti competenti in applicazione del Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2), come modificato e integrato dalla delibera 918/2017/R/idr.

Si rileva che per l'annualità 2019 (Tav. 5.10) la spesa media annua, comprensiva di IVA al 10%, risulta a livello nazionale pari a 312 euro/anno (2,08 euro per metro cubo consumato), con un valore medio più contenuto nel Nord-Ovest (244 euro/anno) e più elevato nel Centro (389 euro/anno). Anche i dati registrati per il 2019 confermano che l'esborso 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 2016-2019, una maggiore spesa *pro capite* per investimenti da finanziare attraverso la tariffa.

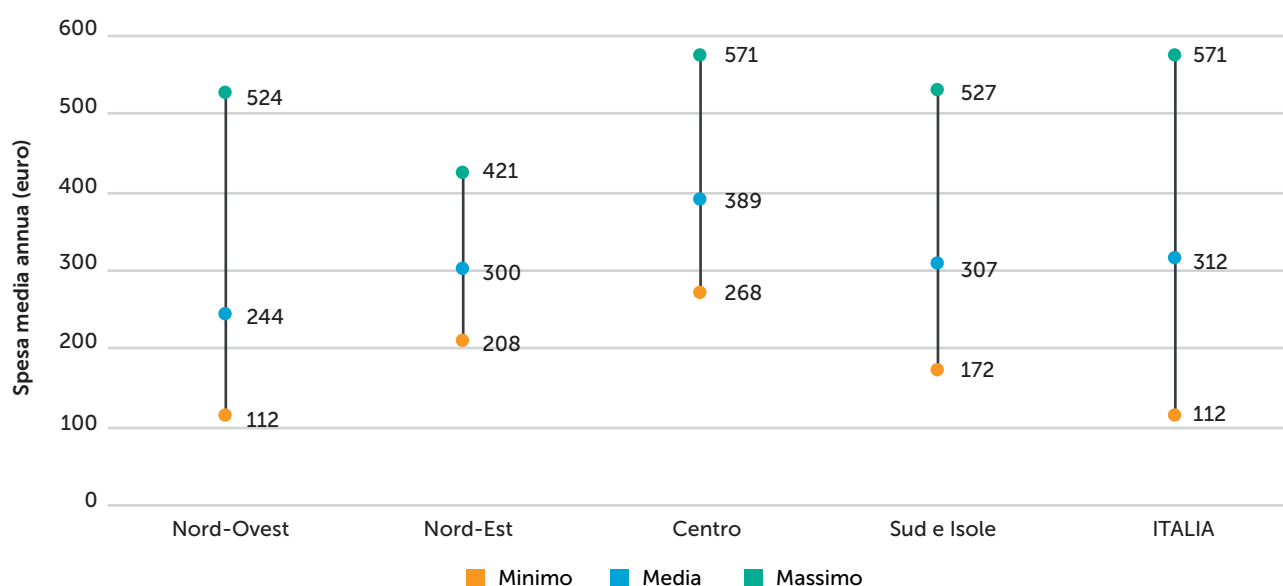
Si rammenta che nella *Relazione Annuale 2019*, per il medesimo campione di riferimento di 103 gestioni, la spesa media annua relativa all'anno precedente era risultata, a livello nazionale, pari a 306 euro/anno (ossia 2,04 euro per metro cubo consumato), compresa tra il valore medio del Nord-Ovest (di 244 euro/anno) e quello del Centro (di 378 euro/anno).

TAV. 5.10 Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2019 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m³; spesa annua in euro/anno e spesa unitaria in euro/m³)

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (EURO)	SPESA UNITARIA (EURO/m ³)
Nord-Ovest	Media ponderata per la popolazione	243,7	1,62
	Max	524,0	3,49
	Min	112,4	0,75
Nord-Est	Media ponderata per la popolazione	300,4	2,00
	Max	420,6	2,80
	Min	207,9	1,39
Centro	Media ponderata per la popolazione	389,2	2,59
	Max	571,2	3,81
	Min	268,3	1,79
Sud e Isole	Media ponderata per la popolazione	306,8	2,05
	Max	526,5	3,51
	Min	172,5	1,15
ITALIA	Media ponderata per la popolazione	312,2	2,08
	Max	571,2	3,76
	Min	112,4	0,75

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come rappresentato anche nella figura 5.57, la spesa annuale dell'utenza domestica presenta un'elevata variabilità anche nell'ambito della medesima area geografica, riflettendo la già discussa eterogeneità dei costi unitari del servizio. A titolo esemplificativo, nel Nord-Ovest, la famiglia tipo con consumo di 150 m³/anno è chiamata a sostenere un esborso annuale per il servizio idrico pari, in media, a 244 euro/anno, valore compreso tra un minimo di 112 euro/anno e un massimo di 524 euro/anno.

FIG. 5.57 Variabilità della spesa media annua nel 2019 (in euro per consumi annuali di 150 m³)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 m³ (Tav. 5.11), si osserva come il 39,6% circa della spesa sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 123,5 euro/anno.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta, rispettivamente, a 39,3 euro/anno (12,6% del totale) e a 90,3 euro/anno (28,9%).

TAV. 5.11 Componenti della spesa media nel 2019 (spesa in euro/anno)

SPESA	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA	TOTALE SII
Spesa per consumi di 150 m ³ (euro/anno)	123,5	39,3	90,3	30,7	28,4	312,2
Incidenza sulla spesa totale	39,6%	12,6%	28,9%	9,8%	9,1%	100,0%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Qualità contrattuale

Nel mese di maggio 2020 si è chiusa la prima fase (rivolta ai gestori) della quarta edizione della Raccolta dati "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato"⁶⁸, finalizzata a permettere all'Autorità, nell'ambito delle sue funzioni di regolazione e controllo, di acquisire informazioni in merito alle prestazioni rese nel corso del 2019 e a monitorare l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza in seguito all'introduzione degli

68 La raccolta dati è stata avviata anche al fine di sistematizzare le informazioni che i gestori del SII sono tenuti a trasmettere in ottemperanza agli obblighi di comunicazione previsti dalla delibera 655/2015/R/idr.

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.

La quarta edizione della raccolta presenta un importante elemento di novità rispetto alle precedenti, collegato all'introduzione – avvenuta con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr – di un nuovo meccanismo di incentivazione basato su due macro-indicatori composti dai singoli indicatori di qualità contrattuale già previsti dalla regolazione, finalizzato al rafforzamento delle misure volte ad assicurare la diffusione, la fruibilità e la qualità del servizio all'utenza in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale. Con la citata delibera, pertanto, al fine di implementare il nuovo meccanismo di incentivazione, è stato previsto che a partire dal 2020 siano soggetti agli obblighi di comunicazione dei dati tutti i gestori del servizio idrico integrato⁶⁹.

Occorre sottolineare che, per effetto del differimento dei termini di chiusura della raccolta dati⁷⁰ – disposto dall'Autorità alla luce dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, al fine di garantire la massima sicurezza a tutti i soggetti chiamati a partecipare alla ricognizione dei dati –, risulta ancora in corso, al momento della redazione della presente *Relazione Annuale*, la seconda fase dell'indagine, che prevede la validazione, da parte degli EGA, delle informazioni dichiarate dai pertinenti gestori per verificarne la correttezza, la coerenza e la congruità e segnalare eventuali necessità di modifica o integrazione. Si è comunque ritenuto opportuno riportare, in questa sede, un'illustrazione preliminare (in forma aggregata) dei risultati comunicati dai gestori relativamente all'annualità 2019, rinviando a un secondo momento la diffusione puntuale dei dati afferenti alle singole gestioni (tenuto conto degli esiti della menzionata attività di validazione operata dai competenti enti di governo dell'ambito), in occasione della pubblicazione dei risultati sul sito internet dell'Autorità, prevista in attuazione dell'art. 77, comma 77.7, dell'RQSII e volta a rafforzare nei consumatori la consapevolezza circa le caratteristiche dei servizi offerti dai diversi operatori.

Nel prosieguo vengono, quindi, presentati i valori rilevati dai gestori nel 2019, messi a confronto con quelli registrati nel 2018 (oggetto della *Relazione Annuale* 2019), relativamente alle prestazioni richieste dall'utenza ed eseguite dagli operatori con riferimento agli standard fissati dall'RQSII e, laddove presenti, agli standard migliorativi e/o aggiuntivi previsti dagli EGA, riconducibili alle fasi di avvio, gestione e cessazione del rapporto contrattuale.

Si precisa che i dati di qualità contrattuale sono stati forniti per singola gestione, in riferimento ai pertinenti ambiti territoriali, e le informazioni sono state raggruppate sulla base delle prestazioni rese all'utenza per tipologia d'uso⁷¹.

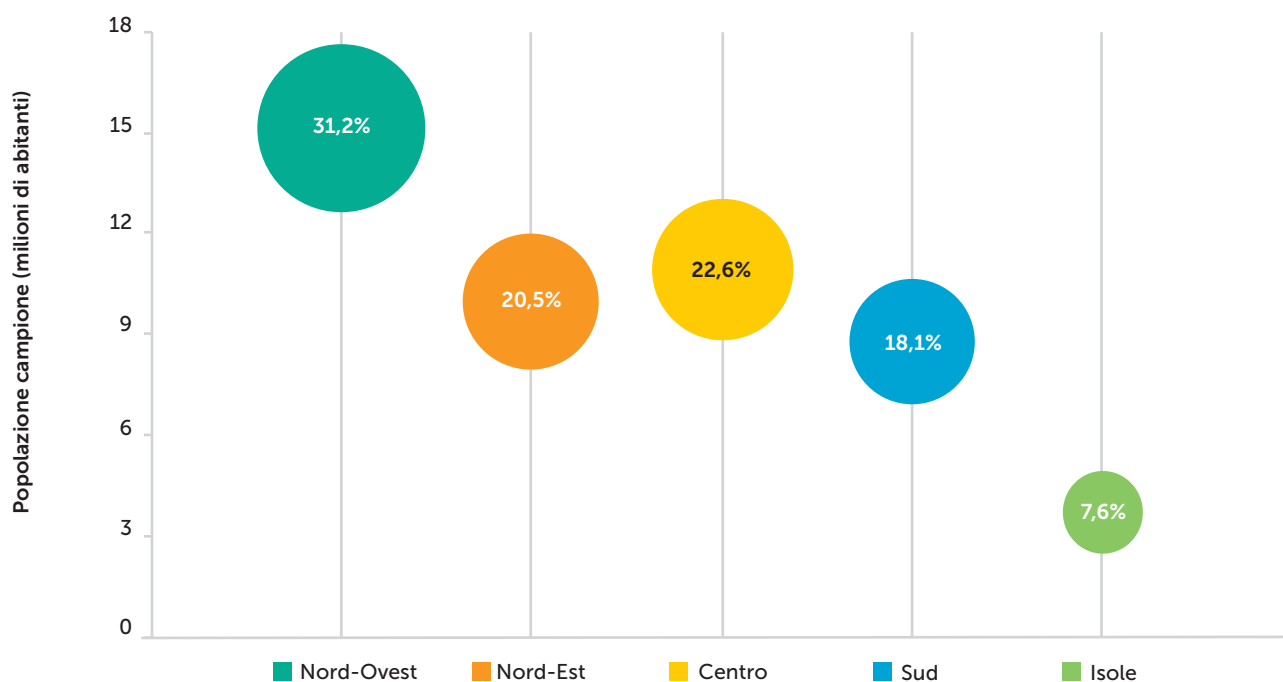
69 Precedentemente, i gestori che servivano fino a 50.000 abitanti erano esentati dai soli obblighi di comunicazione, pur essendo comunque tenuti a registrare i dati relativi alle prestazioni di qualità contrattuale in conformità a quanto previsto dall'art. 75 dell'RQSII. Tali gestori servono complessivamente circa il 12% della popolazione residente italiana.

70 Con la delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/idr, sono stati prorogati i termini (di cui al comma 77.1 dell'allegato A alla delibera 655/2015/R/idr) per la comunicazione all'Autorità delle informazioni e dei dati di qualità contrattuale riferiti al 31 dicembre 2019, differendoli, per i gestori, dal 16 marzo 2020 al 15 maggio 2020 e, per gli enti di governo dell'ambito, dal 27 aprile 2020 al 26 giugno 2020.

71 Si sottolinea che il 2019 è l'ultimo anno per il quale si era tenuti a registrare e rendicontare le prestazioni richieste ed eseguite aggregandole per le quattro tipologie d'uso, originariamente individuate dall'RQSII, in coerenza con le previsioni recate dal DPCM 29 aprile 1999, ossia:

- uso civile domestico;
- uso civile non domestico (che comprende i consumi pubblici, dunque scuole, ospedali, caserme, edifici pubblici, ma anche centri sportivi, mercati, stazioni ferroviarie, aeroporti ecc.);
- altri usi (relativi ai settori commerciali, artigianali e al terziario in genere);
- usi industriali che scaricano in pubblica fognatura.

A partire dal 2020, le prestazioni di qualità contrattuale sono registrate secondo le tipologie e sotto-tipologie d'uso previste dal TICSII (allegato A alla delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr).

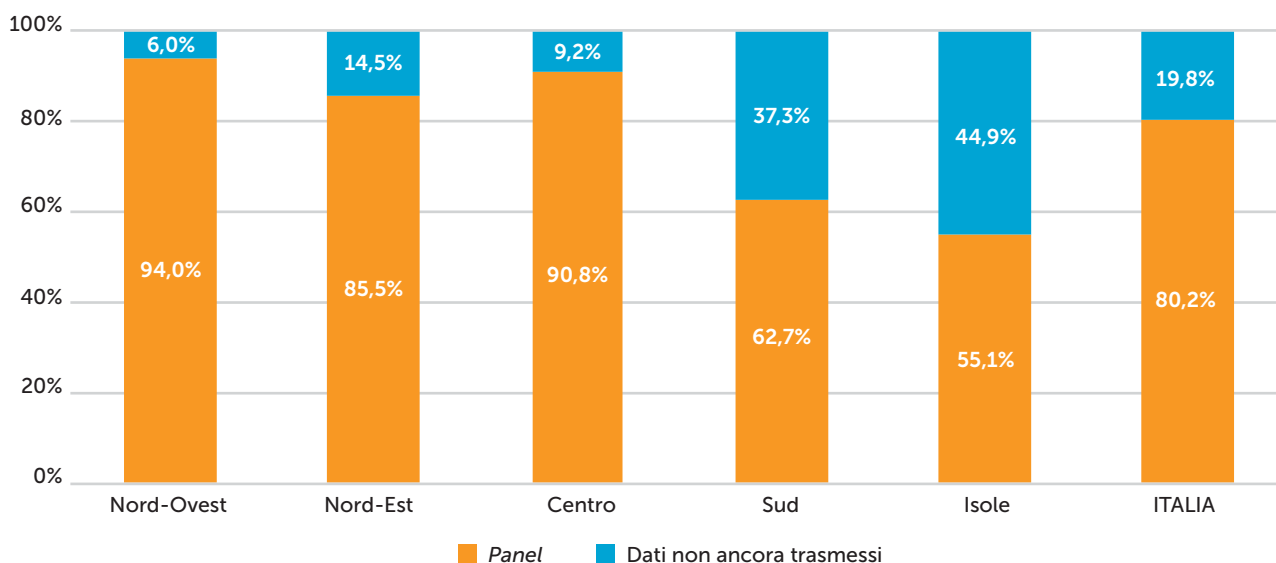
FIG. 5.58 Ripartizione del panel 2019 per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

L'analisi riportata nei successivi sottoparagrafi è stata effettuata su un *panel* composto da 301 gestioni, che copre circa l'80% della popolazione residente italiana (48,5 milioni di abitanti). Nella figura 5.58 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche: per il 2019, circa il 51,7% della popolazione servita dalle gestioni rispondenti alla raccolta dati è residente nelle regioni del Nord, il 22,6% nelle regioni del Centro, il 18,1% nelle regioni del Sud e il 7,6% nelle Isole. Rispetto alla composizione del campione di riferimento per la disamina dei dati relativa all'anno 2018⁷² – per la quale si rimanda alla *Relazione Annuale 2019* –, si evidenzia un incremento della quota relativa ai gestori operanti nelle Isole, dovuta in larga parte alla partecipazione alla raccolta dati del gestore unico della regione Sardegna.

Dal confronto tra la distribuzione geografica della popolazione servita dal *panel* (Fig. 5.59) e la popolazione residente nelle diverse aree geografiche, si evince che le aree maggiormente rappresentate sono il Nord-Ovest, con una copertura del 94,0%, il Centro, con una copertura pari al 90,8%, e il Nord-Est, con una copertura dell'85,5%, in lieve flessione rispetto alla precedente indagine. Anche per questa edizione risultano meno rappresentate le aree del Sud e delle Isole (con una copertura, rispettivamente, del 62,7% e del 55,1%), per le quali la mancata comunicazione dei dati è in parte ascrivibile alle differenti caratteristiche gestionali e operative che contraddistinguono la struttura organizzativa degli operatori coinvolti.

⁷² Complessivamente ha risposto alla raccolta dati relativa al 2018 un insieme di 152 gestioni, che coprono circa il 75,5% della popolazione residente italiana.

FIG. 5.59 Popolazione servita dal panel 2019 per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nei sottoparagrafi che seguono si illustra l'analisi dei livelli di qualità garantiti all'utenza verificando il rispetto degli standard specifici e generali introdotti dall'Autorità (29 standard specifici e 14 standard generali), aggregando, laddove non diversamente specificato, i dati riferiti a tutte le tipologie d'uso. Viene, altresì, esaminata la diffusione di eventuali standard migliorativi e/o aggiuntivi approvati dall'ente di governo dell'ambito territorialmente competente.

I livelli di rispetto degli standard vengono dapprima rappresentati in maniera aggregata, distinguendo tra standard specifici e standard generali; successivamente, vengono analizzati più nel dettaglio alcuni standard di qualità relativi alle diverse fasi del rapporto contrattuale (avvio e cessazione, gestione del rapporto contrattuale, fatturazione, risposta a richieste scritte di informazioni, punti di contatto con l'utenza) e messi a confronto i risultati del 2019 con quelli del 2018, già descritti nella *Relazione Annuale 2019*. Viene, poi, riportato l'impatto in tariffa, in termini di oneri aggiuntivi, derivante dall'adeguamento agli standard di qualità contrattuale del SII fissati dall'Autorità.

In conclusione, infine, viene presentata una prima analisi relativa ai macro-indicatori di qualità contrattuale cui è associato il meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto con la delibera 547/2019/R/idr.

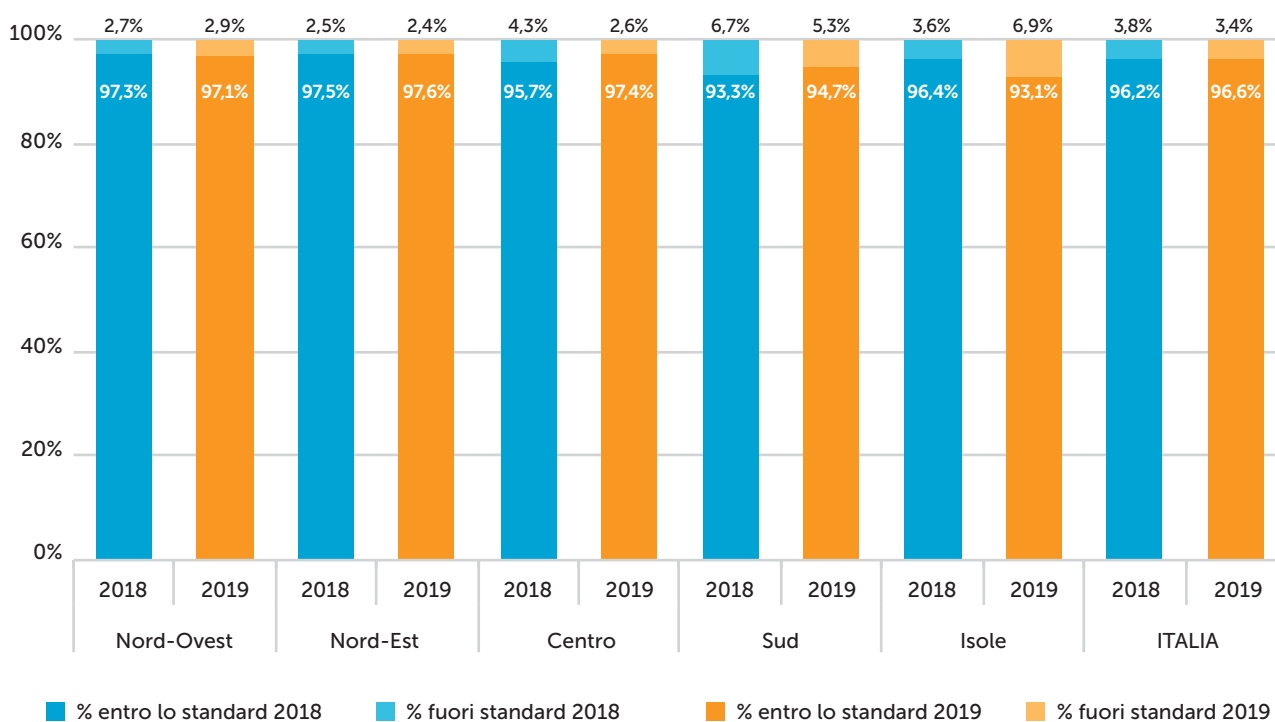
Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2019

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 5.60 viene evidenziato, per area geografica e a livello nazionale, il dato relativo alla percentuale di rispetto degli standard specifici di qualità afferenti al complesso delle prestazioni⁷³ offerte all'utenza dalle gestioni del *panel*. I dati mostrano, anche per il 2019, un elevato livello di qualità contrattuale offerto, con una percentuale di mancato rispetto dello standard pari in media al 3,4%, confermando il *trend* positivo già registrato nell'anno precedente.

FIG. 5.60 *Rispetto degli standard specifici per area*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

La rappresentazione grafica consente, inoltre, di rilevare livelli di rispetto superiori al 97% per le aree del Nord – per le quali, nel 2019, si riscontrano livelli medi pressoché invariati rispetto all'anno precedente – e per le gestioni del Centro, che sembrano quindi consolidare i risultati degli sforzi profusi per garantire migliori livelli di qualità del servizio da fornire all'utenza, effettuando le prestazioni richieste nel rispetto degli standard garantiti nella Carta dei servizi, che – in molti casi, in quest'area – sono stati fissati su livelli migliorativi rispetto a quelli minimi stabiliti dalla regolazione di settore. Le gestioni del Sud contribuiscono, altresì, seppure con peso minore (+1,4%), all'incremento del livello medio nazionale, che risente comunque dalla variazione negativa registrata dalle gestioni operanti nelle Isole (-3,3%).

Nella tavola 5.12 viene fornito un dettaglio delle prestazioni eseguite relativamente a 28 standard specifici, escludendo dall'analisi lo standard relativo alla periodicità di fatturazione⁷⁴, che sarà oggetto del successivo focus dedicato alla gestione del rapporto contrattuale con l'utenza (dove ci si soffermerà sugli standard relativi alla fatturazione).

⁷³ Dall'analisi vengono esclusi gli standard sulla periodicità di fatturazione, cui è dedicato uno specifico focus, e sul tempo per l'emissione della fattura, che, con circa il 96,5% delle prestazioni eseguite per entrambi gli anni (quasi 60 milioni di prestazioni nel 2019), influenza in modo rilevante il risultato medio e non permette di fornire un'efficace rappresentazione degli altri 27 indicatori.

⁷⁴ Lo standard specifico relativo alla periodicità di fatturazione impone 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). Nell'ambito della presente analisi – che si concentra sul rispetto dello standard a livello aggregato – risulterebbe, pertanto, difficilmente rappresentabile.

In generale, nel 2019 si confermano i livelli qualitativi generalmente elevati registrati nel 2018, con particolare riferimento alle prestazioni che afferiscono alla gestione del rapporto contrattuale, quali, per esempio, l'emissione della fattura, i tempi per l'esecuzione della voltura e per la rettifica della fatturazione, la fascia di puntualità per gli appuntamenti concordati e i tempi di preventivazione di lavori e allacci idrici.

Il confronto con le prestazioni erogate nell'annualità 2018 consente di evidenziare un miglioramento nel livello del servizio più marcato per quanto attiene agli allacci fognari più semplici (rispettivamente preventivazione senza sopralluogo ed esecuzione che comporta un lavoro semplice), ma più contenuto con riferimento alle risposte alle richieste scritte di informazioni e ai reclami (cui è riferito un elevato numero di prestazioni); migliorano, inoltre, i livelli degli standard legati alla verifica del misuratore, a eccezione del tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante, che mostra una leggera riduzione del livello qualitativo, registrata anche con riferimento ad alcune prestazioni tecniche quali i tempi di preventivazione di lavori con sopralluogo e l'esecuzione di allacci idrici e di lavori semplici. Migliorano significativamente, in termini percentuali, i tempi di inoltro delle comunicazioni in caso di gestione non integrata del servizio ("tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione" e "tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione"), che sono, tuttavia, riferiti a un esiguo numero di prestazioni.

TAV. 5.12 Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2018-2019

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2019	% ENTRO LO STANDARD 2019	% FUORI STANDARD 2019	% FUORI STANDARD 2018	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2019	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2018
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	461.775	98,5%	1,5%	2,1%	82,8%	87,2%
Tempo di attivazione della fornitura	129.500	92,4%	7,6%	8,9%	59,2%	73,6%
Tempo di disattivazione della fornitura	214.427	94,2%	5,8%	6,3%	75,1%	55,3%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità	95.353	97,6%	2,4%	2,8%	97,7%	95,8%
Tempo di riattivazione ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	669	97,3%	2,7%	4,9%	27,8%	18,8%
Tempo di riattivazione ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	172.657	96,8%	3,2%	3,7%	84,0%	74,3%
Tempo di esecuzione della voltura	613.740	98,6%	1,4%	1,1%	78,8%	79,3%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	18.929	91,5%	8,5%	8,9%	43,9%	53,3%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	852	95,9%	4,1%	11,9%	45,7%	97,2%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	104.364	93,3%	6,7%	6,4%	62,4%	70,7%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	7.225	99,5%	0,5%	0,9%	59,5%	73,8%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	26.742	91,5%	8,5%	4,7%	47,1%	60,8%

(segue)

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2019	% ENTRO LO STANDARD 2019	% FUORI STANDARD 2019	% FUORI STANDARD 2018	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2019	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2018
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	1.555	98,3%	1,7%	6,6%	88,5%	76,1%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	2.742	96,4%	3,6%	14,9%	58,0%	34,5%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	24.353	86,4%	13,6%	13,3%	83,9%	75,6%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	8.307	90,6%	9,4%	6,2%	64,3%	55,5%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	3.358	96,6%	3,4%	4,3%	64,3%	56,3%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	15.760	94,2%	5,8%	7,3%	82,6%	68,2%
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	21.746	92,3%	7,7%	6,9%	30,3%	26,1%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	2.553	93,3%	6,7%	4,8%	72,4%	71,3%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	2.927	78,4%	21,6%	26,9%	96,5%	98,6%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata <i>in loco</i>	11.742	95,9%	4,1%	4,8%	84,6%	74,0%
Tempo per la risposta ai reclami	100.351	95,8%	4,2%	6,4%	93,0%	96,7%
Tempo per la risposta alle richieste scritte di informazioni	175.339	97,1%	2,9%	3,1%	97,5%	99,2%
Tempo per l'emissione della fattura	59.774.381	99,3%	0,7%	0,5%	36,3%	35,3%
Tempo di rettifica della fatturazione	36.724	97,5%	2,5%	1,6%	65,2%	92,1%
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	265	98,5%	1,5%	53,8%	100,0%	0,0%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	4.119	69,0%	31,0%	60,9%	100,0%	83,3%

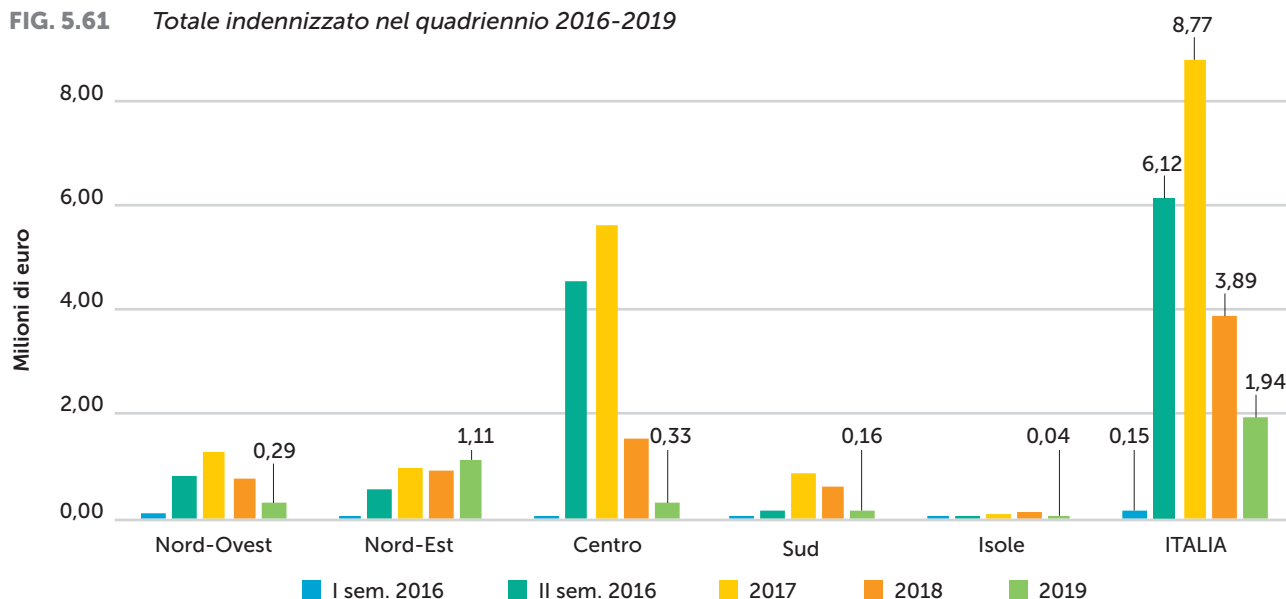
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella tavola 5.12 viene, inoltre, riportato il peso dei casi di fuori standard imputabili al gestore, come dichiarati dagli operatori stessi, sull'insieme delle prestazioni eseguite fuori standard. In generale, il confronto nel biennio considerato (anni 2018 e 2019) fa emergere una diminuzione dell'incidenza di tali casi con riferimento alle preventivazioni (fatta eccezione per la preventivazione di lavori senza sopralluogo), laddove il ritardo può essere legato anche alla mancata fornitura di documentazione completa da parte dell'utente, e un incremento generalizzato per gli standard afferenti all'esecuzione di lavori e allacci, invertendo il *trend* evidenziato per le medesime tipologie di prestazioni nella *Relazione Annuale 2019*.

Indennizzi automatici

Nelle righe che seguono viene presentata 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 erogata nei tempi previsti. Nella figura 5.61 è riportato l'ammontare totale indennizzato in relazione alle prestazioni eseguite fuori standard nel primo semestre 2016 (prima dell'entrata in vigore dell'RQSII), nel secondo semestre 2016 e nelle annualità 2017, 2018 e 2019⁷⁵.

FIG. 5.61 Totale indennizzato nel quadriennio 2016-2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII e della determina 6 dicembre 2016, 5/2016.

I dati, disaggregati anche per area geografica, consentono innanzitutto di evidenziare come a livello nazionale la regolazione della qualità contrattuale dell'Autorità – in particolare la previsione relativa all'erogazione automatica dell'indennizzo in bolletta da parte del gestore – abbia rafforzato la tutela degli utenti in caso di disservizio, garantendo l'effettiva erogazione dell'indennizzo. Difatti, a fronte di un totale indennizzato in Italia, nel primo semestre 2016, pari a circa 0,15 milioni di euro, nel secondo semestre 2016 (primo semestre di applicazione dell'RQSII) e nell'anno 2017 sono stati erogati, rispettivamente, indennizzi per oltre 6,1 e 8,7 milioni di euro. Con riferimento all'annualità 2018, invece, risultano erogati indennizzi per un ammontare complessivamente di poco inferiore ai 4 milioni di euro (di cui 2,85 milioni sono stati erogati nel corso del 2019 per il fisiologico *lag* temporale nell'erogazione). Tale valore evidenzia una riduzione rispetto al 2017, almeno in parte ascrivibile al miglioramento dei livelli qualitativi già evidenziati nella precedente *Relazione Annuale 2019* e, quindi, a un graduale adeguamento delle gestioni agli standard previsti dalla regolazione dell'Autorità.

Per l'annualità 2019, infine, risultano erogati, al 31 dicembre 2019, indennizzi per circa 2 milioni di euro.

Il dato disaggregato per area mostra come la quota principale degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel secondo semestre 2016 e nel 2017, e in misura minore nel 2018, sia stata erogata dalle gestioni del Centro, la

⁷⁵ In continuità con quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2019*, il totale indennizzato è calcolato facendo riferimento all'anno in cui è maturato il diritto all'indennizzo. Per esempio, il valore del 2017 è dato dalla somma di quanto erogato nel corso del medesimo anno, nonché nell'anno 2018 (a causa del fisiologico *lag* temporale tra il diritto a ricevere l'indennizzo e la sua effettiva corresponsione in bolletta) e nell'anno 2019 (con erogazione, pertanto, in forte ritardo), sempre relativamente alle prestazioni eseguite oltre lo standard nel 2017.

maggior parte delle quali ha, però, definito numerosi standard migliorativi (come si vedrà nella successiva figura 5.64). L'ammontare di indennizzi erogati risulta ancora molto contenuto nelle Isole, anche se il dato è fortemente influenzato dalla ridotta rappresentazione dei gestori di quest'area all'interno del *panel*.

Concentrando l'attenzione su quanto registrato nella sola annualità 2019, viene proposta nella tavola 5.13 un'aggregazione per tipologia di utenza della numerosità degli indennizzi, suddivisa per anno di erogazione delle prestazioni cui tali indennizzi sono sottesi.

L'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 industriali, mentre gli stessi indicatori mostrano valori molto più contenuti con riferimento all'uso civile domestico; tale evidenza sembrerebbe suggerire, da un lato, una più marcata attenzione da parte dei gestori a questa tipologia di utenza e, dall'altro, che le prestazioni richieste dalle altre tipologie di utenza, in particolar modo da quelle industriali, potrebbero essere caratterizzate da un più alto grado di complessità.

Per tutte le tipologie di utenza, inoltre, è possibile notare come il numero di indennizzi complessivamente erogati nell'anno 2019 sia principalmente riconducibile al recupero degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel 2018, non erogati nella medesima annualità sia per il citato *lag* temporale, sia perché nel corso del 2018 erano ancora in corso, per alcuni operatori, gli adeguamenti dei software di gestione delle utenze. Il *lag* temporale, generato dal fatto che l'indennizzo viene generalmente erogato con la prima bolletta utile, è evidente anche per quanto riguarda il solo 2019, dal momento che il numero di indennizzi relativo alle prestazioni eseguite durante l'anno (circa 47.000 indennizzi erogati, per un totale di quasi 2 milioni di euro, come mostrato dalla precedente figura 5.61) risulta più contenuto rispetto al numero di casi con diritto all'indennizzo automatico (circa 369.000 casi).

TAV. 5.13 *Indennizzi automatici per tipologia di utenza nel 2019 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)*

TIPOLOGIA DI UTENZA	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO/UTENZA	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2019	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2018	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2017 E 2016	EROGAZIONI PER INDENNIZZI NEL 2019 (EURO)	TOTALE INDENNIZZATO/UTENZA (EURO)
Uso civile domestico	294.237	0,019	36.272	52.810	12.194	4.290.632	0,283
Uso civile non domestico	20.056	0,036	1.441	5.730	2.077	471.694	0,855
Altri usi	49.859	0,029	8.722	14.503	1.278	1.103.157	0,642
Usi industriali	5.424	0,128	388	1.082	30	74.940	1,773
TOTALE	369.576	0,021	46.823	74.125	15.579	5.940.423	0,340

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 – mostra livelli inferiori di quelli riscontrati per gli standard specifici sopra analizzati. Ciononostante, come emerge dai valori riportati nella tavola 5.14, nella quale viene fornito un dettaglio delle prestazioni complessivamente eseguite dai gestori del *panel* nel 2019, per più della metà degli indicatori analizzati si rileva un buon livello di rispetto dello standard, pari ad almeno il 90%. In particolare, in confronto all'anno precedente, si riscontra una maggiore attenzione da parte dei gestori alle attività relative agli appuntamenti concordati, che fanno registrare una diminuzione dei livelli di fuori standard; per contro, si registra un peggioramento delle *performance* con riferimento agli indicatori relativi agli sportelli fisici.

TAV. 5.14 Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALL'RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2019	% ENTRO LO STANDARD 2019	% FUORI STANDARD 2019	% FUORI STANDARD 2018	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2019	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2018
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	9.981	95,1%	4,9%	12,7%	89,0%	90,0%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	11.992	80,6%	19,4%	13,1%	87,7%	83,1%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	14.223	86,9%	13,1%	13,5%	32,0%	37,4%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	48.421	84,9%	15,1%	14,3%	80,0%	77,3%
Tempo di arrivo sul luogo della chiamata per pronto intervento	90%	246.447	86,9%	13,1%	7,2%	97,0%	96,8%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	411.331	94,1%	5,9%	6,8%	77,6%	87,5%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	4.014.512	96,4%	3,6%	1,7%	96,6%	96,8%
Tempo per la risposta alle richieste scritte di rettifica della fatturazione	95%	69.460	90,3%	9,7%	9,2%	90,1%	93,9%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	86.719	94,2%	5,8%	6,4%	85,2%	73,3%
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	90%	2.725.536	91,8%	8,2%	8,0%	99,4%	99,5%

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALL'RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2019	TEMPO MEDIO 2019	TEMPO MEDIO 2018
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	3.998.914	12,44 minuti	10,19 minuti

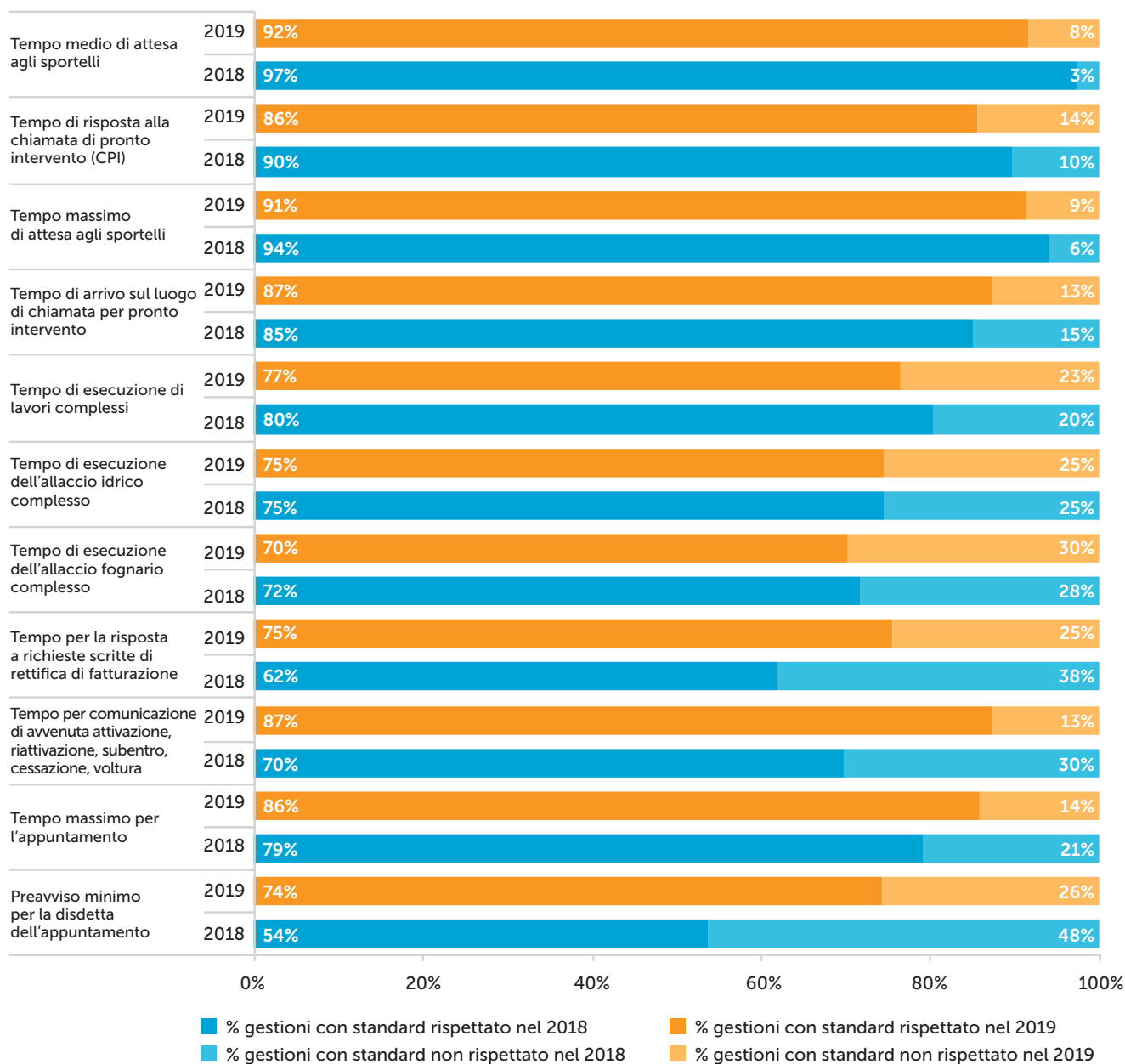
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Si registra, inoltre, una flessione del livello di rispetto dello standard relativamente all'indicatore del tempo di arrivo sul luogo della chiamata per pronto intervento, che diminuisce del 5,9%, e permangono alcune criticità in relazione agli indicatori relativi ai tempi di esecuzione di lavori e allacci complessi, che mostrano percentuali di fuori standard più elevate rispetto al 2018 e comunque superiori al 13%. La quota di mancato rispetto imputabile al gestore risulta generalmente stabile nel biennio considerato, a eccezione dell'indicatore relativo al tempo massimo per l'appuntamento concordato, che mostra un decremento del 10% circa, nonché del tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura, che risulta incrementata, per contro, del 12% circa.

Nella figura 5.62 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 2018 e 2019.

Per il 2019, la quota di gestioni del *panel* che non raggiunge i livelli assicurati nella Carta dei servizi risulta per la maggioranza degli indicatori pari o superiore al 10%, con picchi superiori al 20% relativamente ai tempi di esecuzione di lavori e allacci complessi, al tempo di preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato, al tempo per la risposta alle richieste scritte di rettifica della fatturazione (indicatore per il quale, comunque, la percentuale di gestioni caratterizzate dal rispetto dello standard risulta, nel 2019, pari al 75%, in aumento rispetto al dato, pari al 62%, afferente al 2018).

Il confronto con i risultati raggiunti nel 2018 permette di evidenziare la prosecuzione del processo di graduale adeguamento degli operatori alla regolazione della qualità contrattuale prevista dall'Autorità, dal momento che la quota di gestioni che riesce a rispettare lo standard da garantire ai propri utenti nel 2019 è aumentata, anche significativamente, per cinque indicatori e si conferma sostanzialmente stabile per due indicatori, mentre è diminuita per gli altri quattro indicatori (tra i quali si collocano entrambi gli indicatori relativi ai tempi di attesa agli sportelli fisici).

FIG. 5.62 Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale

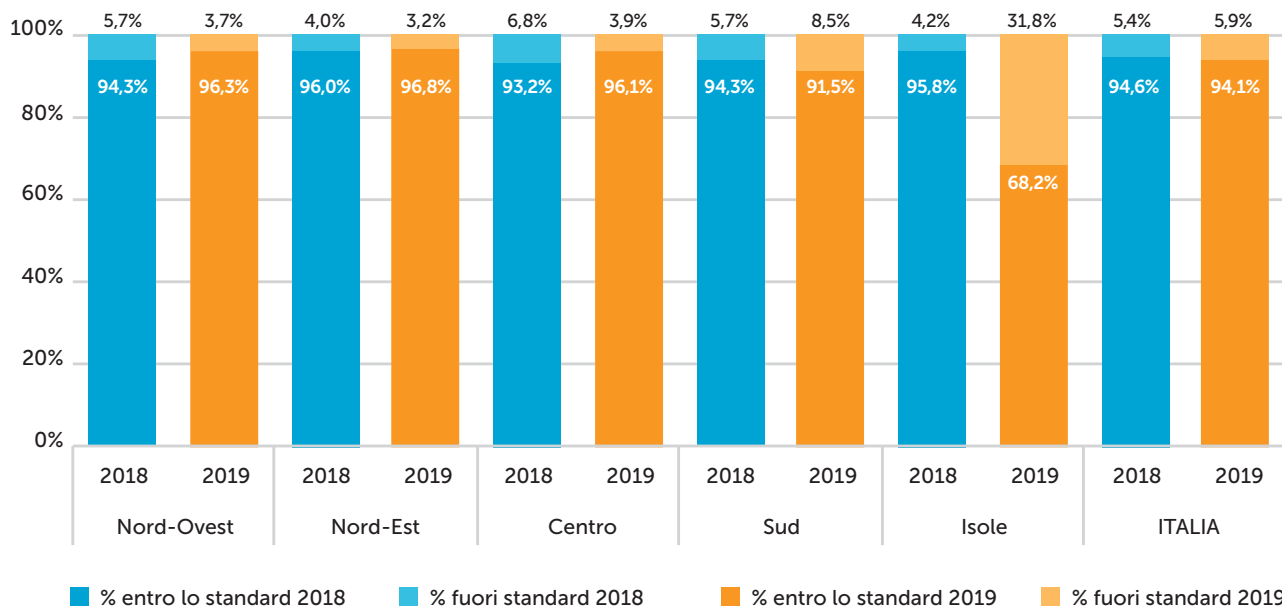
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella successiva figura 5.63 sono riportati i livelli di rispetto degli standard generali, calcolati sul complesso delle prestazioni eseguite con riferimento ai medesimi standard da parte di tutte le gestioni del *panel*, ripartiti per area geografica. Si pongono, inoltre, a confronto i dati del 2019 con quelli relativi al 2018.

Il dato medio nazionale del livello di rispetto degli indicatori risulta in aggregato elevato, pur mostrando una leggera contrazione, con la quota di prestazioni eseguite entro lo standard che passa dal 94,6% del 2018 al 94,1% del 2019. La diminuzione è dovuta in larga parte al risultato riscontrato nelle Isole – area nella quale si registrano (per un *panel* di gestori più esteso nel 2019 rispetto all'annualità precedente) bassi livelli di rispetto degli standard, in particolare in relazione agli sportelli fisici –, che mostra una quota di prestazioni eseguite fuori standard pari a circa il 32%. A fronte di tale risultato, unitamente al dato del Sud (con una percentuale di prestazioni fuori standard dell'8,5%), si rilevano, invece, elevati livelli del servizio nelle aree del Nord e del Centro, che migliorano

le *performance* rispetto al 2018, attestandosi a oltre il 96% di prestazioni erogate all'utenza nel rispetto dello standard garantito nella Carta dei servizi.

FIG. 5.63 *Rispetto degli standard generali per area*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

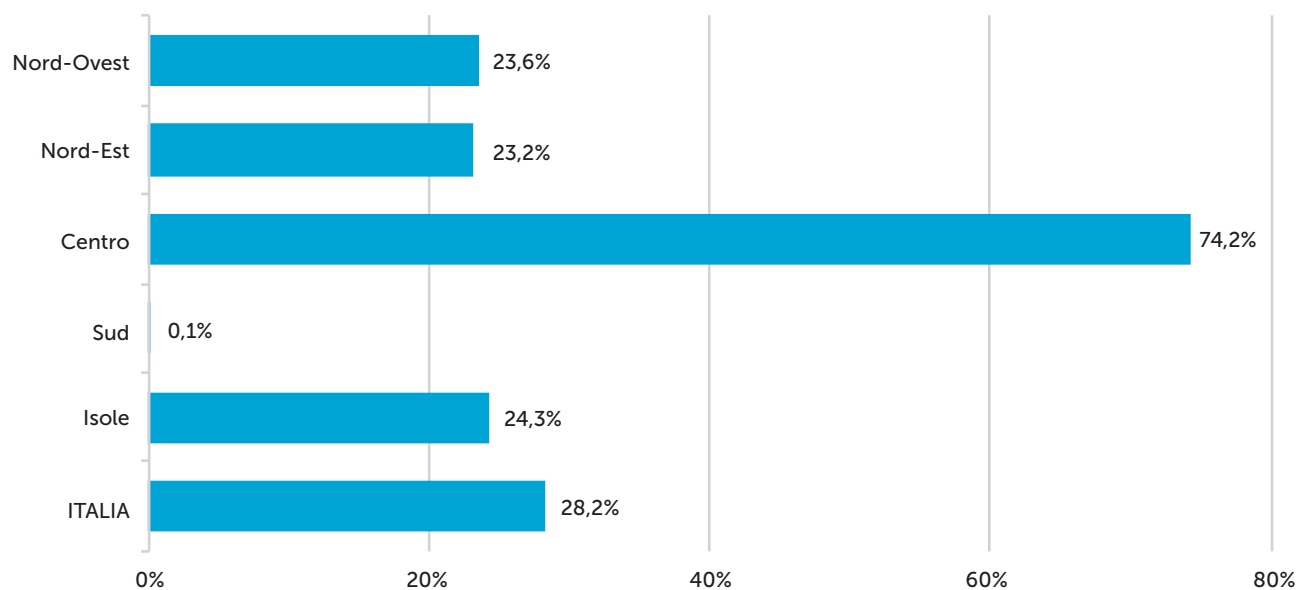
Standard migliorativi e standard aggiuntivi offerti all'utenza

Di seguito si fornisce una disamina dei casi in cui all'utenza viene garantito, nella Carta dei servizi, uno standard migliorativo o aggiuntivo rispetto a quelli minimi previsti dalla regolazione di settore.

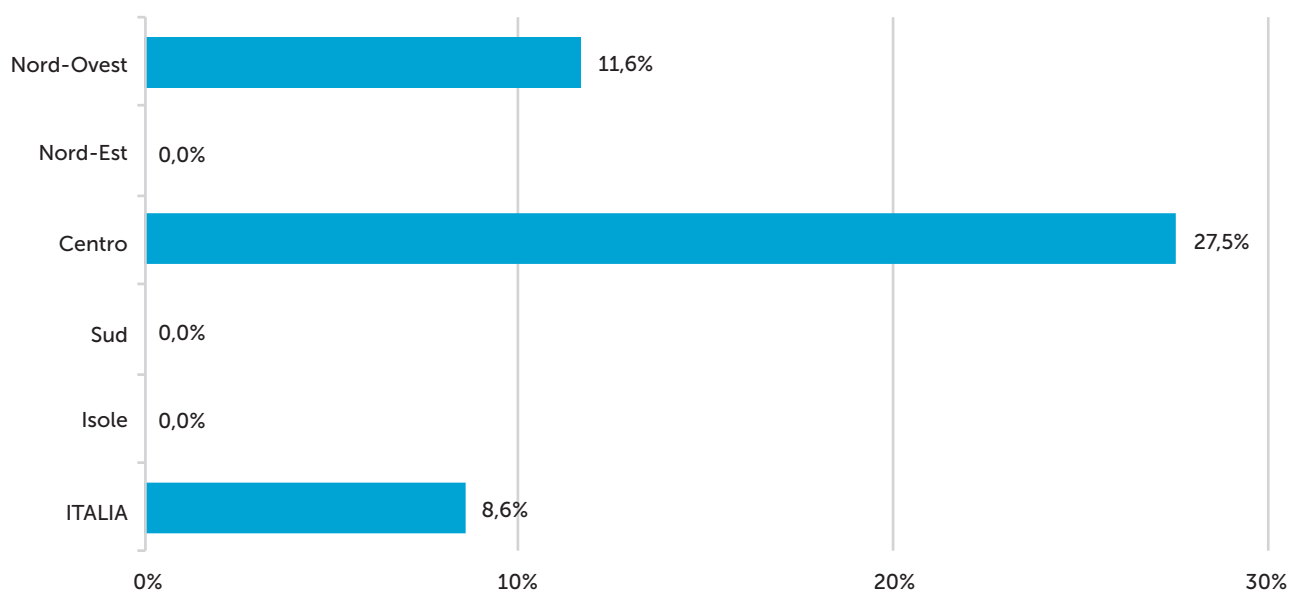
Dall'analisi dei dati emerge, infatti, che 44 gestioni hanno offerto all'utenza standard specifici e/o generali di qualità migliorativi rispetto a quelli generali fissati dall'Autorità. La figura 5.64 mostra che al 28,2% della popolazione italiana (corrispondente al 35,0% della popolazione del *panel*) è stato offerto dai gestori almeno uno standard di qualità migliorativo, con un picco del 74,2% della popolazione nel Centro Italia (l'82,0% degli abitanti del *panel* residenti in tale area) e una percentuale di circa il 23% nel Nord-Ovest e nel Nord-Est. La quota di popolazione cui è garantita nella Carta dei servizi una tutela migliorativa si attesta, invece, allo 0,1% al Sud e al 24,3% nelle Isole (seppure in tale area i livelli effettivi di rispetto abbiano mostrato risultati poco soddisfacenti, come già illustrato nelle figure 5.60 e 5.63).

In totale sono stati offerti all'utenza 413 standard migliorativi, sostanzialmente riconducibili alla riduzione dei tempi nell'esecuzione di una determinata tipologia di prestazione; in particolare, in 22 casi (circa il 5,3%) è stato ridotto il tempo di risposta ai reclami scritti degli utenti, in 21 casi (circa il 5,1%) è stato diminuito il tempo di risposta alle richieste scritte di informazione e il tempo medio di attesa agli sportelli.

In media, le 44 gestioni del *panel* analizzato hanno garantito all'utenza circa 9 standard migliorativi ciascuna.

FIG. 5.64 *Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.65 *Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.65 si riportano le percentuali (suddivise per area) di popolazione residente italiana servita da almeno uno standard aggiuntivo; si nota che gli operatori del Sud e delle Isole, analogamente a quelli localizzati nel Nord-Est, non offrono standard aggiuntivi, mentre al 27,5% della popolazione del Centro e all'11,6% della popolazione del Nord-Ovest è offerto almeno uno standard aggiuntivo. In particolare, gli standard di qualità aggiuntivi hanno riguardato i casi di errata chiusura dell'utenza per morosità, eventuali mancate letture del misuratore imputabili al gestore e l'accessibilità allo sportello online. Complessivamente, l'8,6% della popolazione italiana beneficia di almeno uno standard di qualità aggiuntivo.

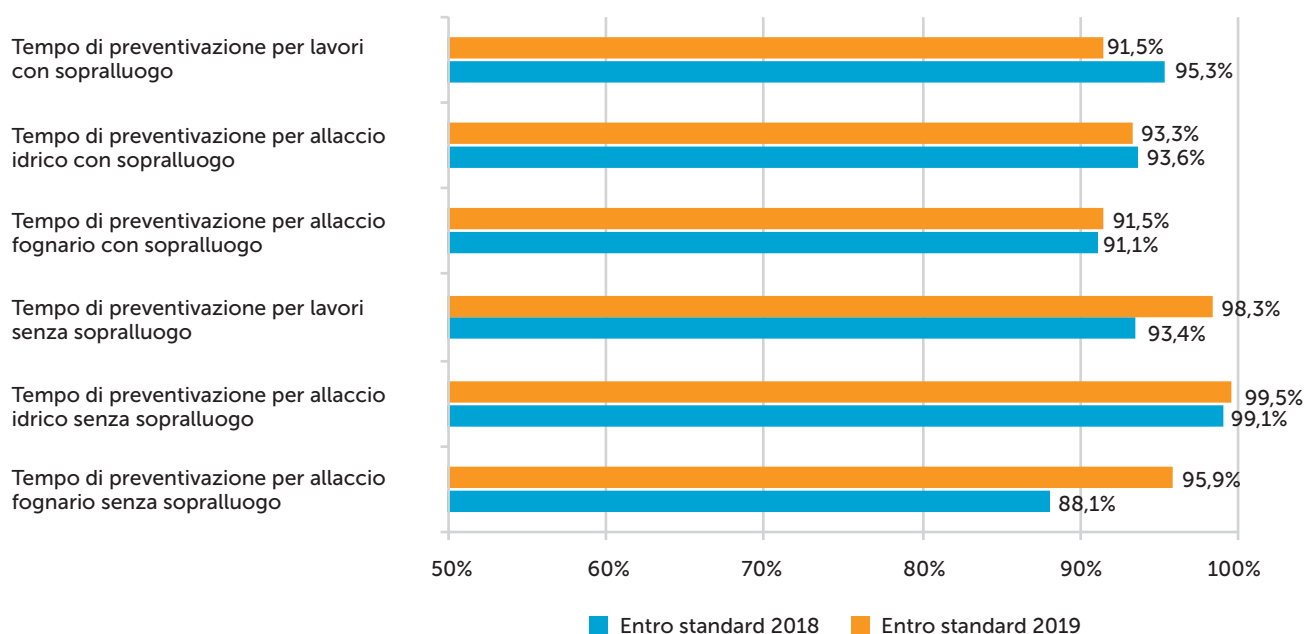
Avvio e cessazione del rapporto contrattuale

Di seguito vengono descritti i risultati di un'analisi condotta sui livelli di rispetto degli standard previsti in tema di avvio e cessazione del rapporto contrattuale, suddivisi tra standard inerenti alla preventivazione di lavori e allacci, standard inerenti alle tempistiche massime per la loro successiva realizzazione e standard più propriamente afferenti al contratto di fornitura. L'analisi è effettuata aggregando i risultati ottenuti complessivamente da tutti i gestori del *panel* in merito ai tempi di esecuzione delle prestazioni nel 2019 e confrontandoli con i livelli raggiunti nell'anno 2018.

Con riferimento ai tempi di preventivazione, questi ultimi sono stati distinti dall'RQSII tra tempi per allacciamento idrico e per allacciamento fognario e ulteriormente differenziati sulla base della necessità di effettuare o meno un sopralluogo. Ai fini della presente disamina vengono, poi, considerati anche i livelli registrati per i tempi di preventivazione di lavori diversi dagli allacciamenti, parimenti distinti sulla base della necessità di effettuare o meno un sopralluogo. Prima di descrivere i risultati dell'analisi, riportati nella figura 5.66, si ricorda che i livelli previsti dall'RQSII sono:

- 10 giorni lavorativi per tutti i preventivi senza sopralluogo;
- 20 giorni lavorativi per tutti i preventivi con sopralluogo.

FIG. 5.66 Preventivazione di lavori e allacci: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019

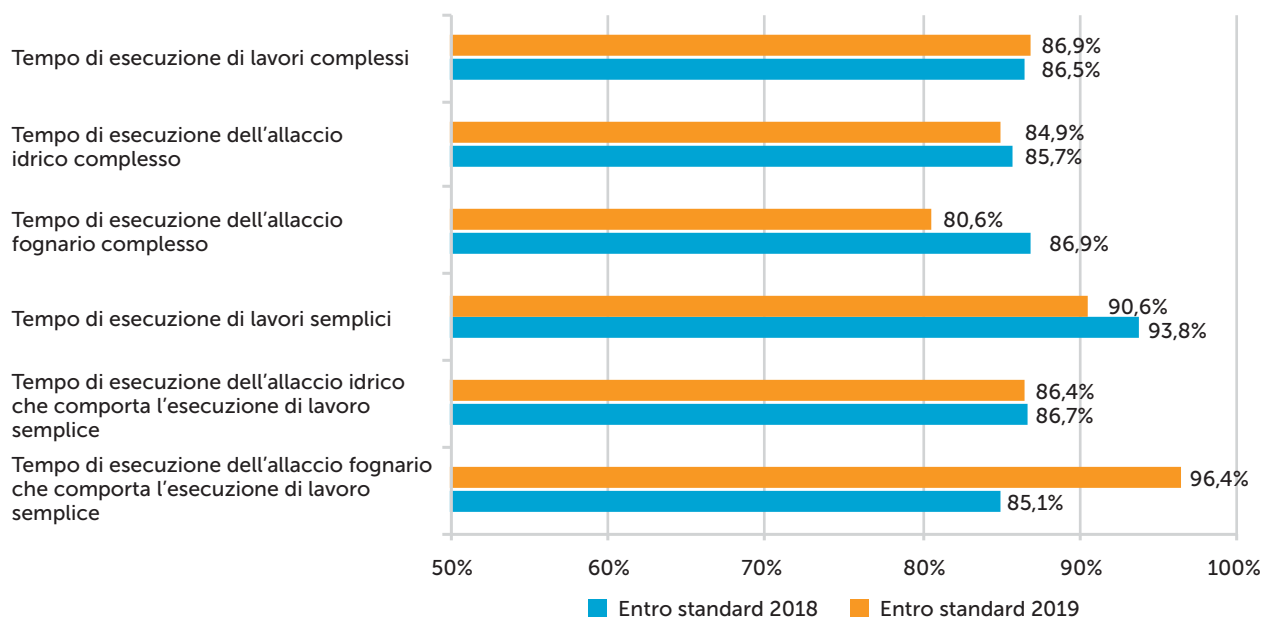


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nel 2019 è proseguito il percorso di miglioramento dei livelli di rispetto degli standard sulla preventivazione già registrato tra il 2017 e il 2018 (per cui si rimanda alla *Relazione Annuale 2019*), in particolare per i preventivi per lavori e allacci fognari senza sopralluogo (con un miglioramento, rispettivamente, del 5,9% e del 7,8%), nonché per gli allacci idrici senza sopralluogo, eseguiti entro lo standard previsto nel 99,5% dei casi. Solo i tempi di preventivazione per lavori con sopralluogo mostrano una flessione dei livelli di rispetto dello standard più marcata e pari al 3,8%, riconducibile principalmente ai risultati di alcune gestioni del Sud e del Centro.

La fase di avvio del rapporto contrattuale prosegue con l'esecuzione degli allacci, che l'RQSII ha distinto tra allacciamento idrico e allacciamento fognario, in considerazione della sostanziale diversità dell'intervento da effettuare, nonché sulla base della complessità del lavoro, individuando due tipologie: il lavoro semplice e il lavoro complesso, definiti puntualmente dalla medesima RQSII⁷⁶. Come per la fase di preventivazione, ai fini della presente analisi vengono considerati anche i livelli registrati per i tempi di esecuzione di lavori diversi dagli allacciamenti, sulla base della necessità di svolgere un lavoro semplice o complesso.

FIG. 5.67 Esecuzione di lavori e allacci: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

I livelli previsti dall'RQSII per gli standard illustrati nella figura 5.67, espressi in giorni lavorativi, sono:

- 10 giorni per l'esecuzione di lavori semplici, 15 giorni per gli allacci idrici semplici e 20 giorni per gli allacci fognari semplici (cui sono legati standard specifici);
- 30 giorni per tutti gli allacci e i lavori complessi (cui sono legati standard generali; il livello minimo di rispetto delle tempistiche è pari al 90%).

In generale, per la fase di esecuzione di lavori e allacci non è possibile individuare un *trend* univoco di variazione rispetto all'anno precedente, dato che si registrano: i) un livello del tutto simile nel biennio considerato 2018-2019 per tre indicatori (di cui due relativi a interventi che comportano l'esecuzione di lavori complessi); ii) un incremento significativo nei livelli di rispetto dello standard con riferimento ai tempi di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta lavoro semplice (dall'85,1% al 94,6%), trainato dal miglioramento di una gestione del Sud che nel 2018 aveva incontrato particolari difficoltà nel rispetto dello standard; iii) un peggioramento della *performance* aggregata per i tempi di esecuzione di lavori semplici (con un livello di rispetto dello standard passato dal 93,8% al 90,6%) e per i tempi di esecuzione dell'allaccio fognario complesso (con una diminuzione

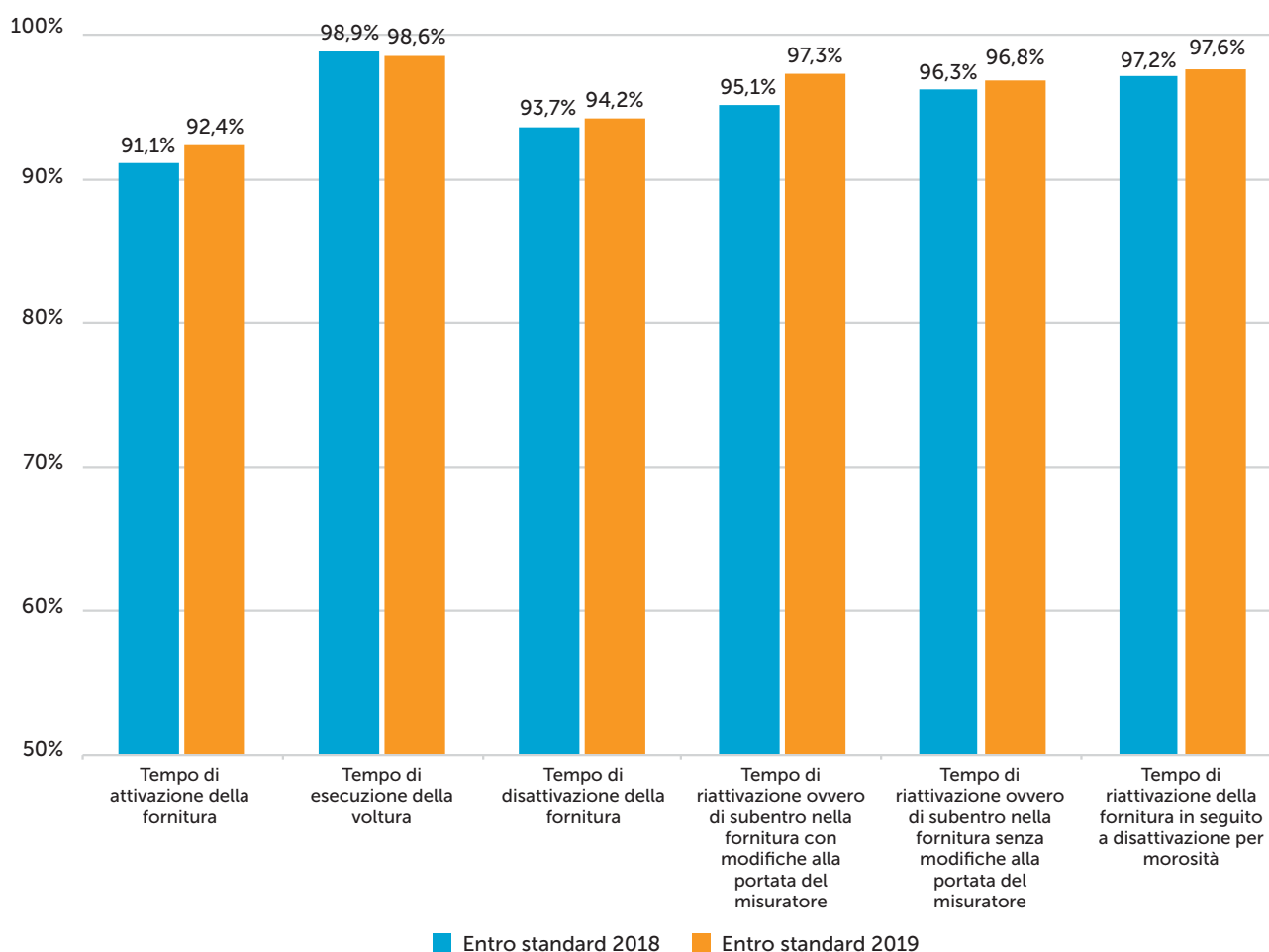
⁷⁶ Si ricorda che all'art. 1 dell'RQSII il lavoro semplice viene definito come "la prestazione di lavoro che riguarda l'esecuzione a regola d'arte di nuovi allacciamenti idrici o fognari o operazioni di qualsiasi natura su allacciamenti esistenti (ad es. nuovi attacchi) o su misuratori esistenti (spostamento, 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"; il lavoro complesso viene in via residuale definito come "la prestazione di lavori, da eseguire su richiesta dell'utente finale, non riconducibile alla tipologia di lavoro semplice".

dall'86,9% all'80,6%, principalmente legata al peggioramento della *performance* di un gestore del Sud di dimensioni rilevanti).

In relazione, poi, alle fasi di avvio effettivo del rapporto contrattuale e della successiva cessazione, nella figura 5.68 vengono descritti, con riferimento agli anni 2018 e 2019, i livelli di rispetto degli standard specifici relativi alle tempistiche massime previste nella Carta dei servizi che, come previsto dall'RQSII, non possono essere superiori a:

- 5 giorni lavorativi per il tempo di attivazione della fornitura, per il tempo di esecuzione della voltura e per il tempo di riattivazione o subentro senza modifiche alla portata del misuratore;
- 10 giorni lavorativi per il tempo di riattivazione o subentro con modifiche alla portata del misuratore;
- 2 giorni feriali per il tempo di riattivazione in seguito a disattivazione per morosità;
- 7 giorni lavorativi per il tempo di disattivazione della fornitura.

FIG. 5.68 Avvio e cessazione del rapporto contrattuale: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

L'avvio del rapporto contrattuale può perfezionarsi tramite l'attivazione di una nuova fornitura (in seguito all'esecuzione di un nuovo allacciamento), tramite il cambio di intestazione di un punto di consegna attivo (voltura) o mediante la riattivazione o il subentro di un punto di consegna esistente, ma in precedenza disattivato. Come mostrato dalla figura 5.68, per gli standard relativi alla fase di avvio del rapporto contrattuale, a livello aggregato prosegue nel 2019 il percorso di miglioramento delle *performance* – peraltro già elevate – registrato nell'anno precedente (su cui si veda la *Relazione Annuale 2019*), con incrementi generalizzati per tutti gli indicatori, fatta

eccezione per quello relativo al tempo di esecuzione della voltura, che diminuisce dello 0,3%, pur mantenendo un livello di rispetto dello standard garantito elevato e corrispondente al 98,6%.

Migliorano, in particolare, le tempistiche di attivazione della fornitura, la cui quota di prestazioni eseguite oltre lo standard si riduce al 7,6%, e il tempo di riattivazione con modifiche alla portata del misuratore, che, seppure richiesta ed eseguita in un numero contenuto di casi (si veda la precedente tavola 5.12), fa registrare nel 2019 livelli di rispetto dello standard pari al 97,3% (+2,2%).

Gestione del rapporto contrattuale: standard relativi alla fatturazione

La regolazione dell'Autorità introdotta con l'RQSII ha previsto alcuni obblighi di servizio e standard di qualità volti a incrementare la regolarità degli importi mediamente fatturati e, conseguentemente, la consapevolezza dell'utenza in merito; in particolare, sono stati introdotti i seguenti standard minimi:

- periodicità minima di fatturazione (numero minimo di bollette nell'anno, proporzionato ai consumi medi);
- periodo di riferimento della fattura (coerente con la periodicità di fatturazione);
- tempo per l'emissione della fattura (tempo intercorrente tra la fine del periodo di riferimento e il giorno di emissione).

Infatti, incrementando la frequenza (periodicità) della fatturazione al crescere dei consumi e assicurando la regolarità del periodo di riferimento e la contiguità del periodo al momento in cui l'utente riceve la bolletta (tempo di emissione), si favorisce una più agevole gestione dei pagamenti delle somme dovute e si contribuisce a contenere il rischio di morosità.

L'Autorità ha, inoltre, fissato due standard relativi alla rettifica della fatturazione, finalizzati a garantire chiarezza e tempestività nei casi in cui l'utente riscontri errori negli importi addebitati: 30 giorni per inviare una comunicazione scritta all'utente nella quale dettagliare gli esiti delle verifiche effettuate e 60 giorni per provvedere al riaccredito delle somme non dovute.

Nella figura 5.69 viene illustrato il livello di rispetto degli indicatori riferiti al tempo per l'emissione della fattura (da emettere entro il quarantacinquesimo giorno successivo al termine del periodo di riferimento) e al tempo per la rettifica della fatturazione, mentre si rinvia al successivo sottoparagrafo per l'approfondimento relativo al tempo per l'invio della risposta alla richiesta di rettifica.

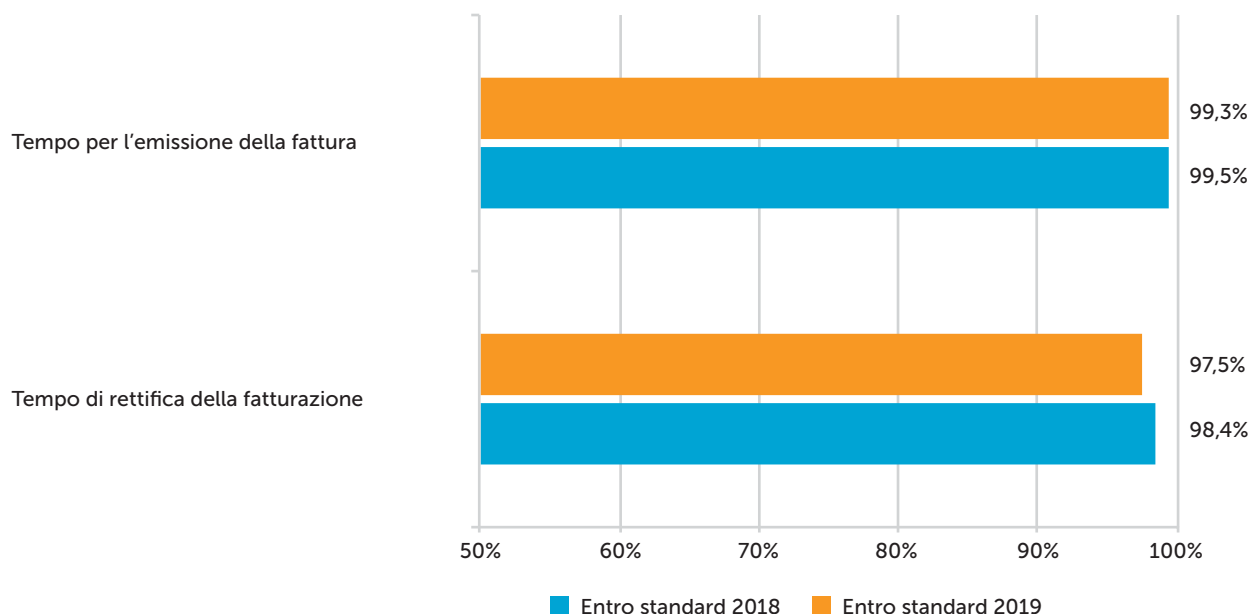
Nel 2019, per entrambi gli indicatori menzionati si conferma l'elevato livello di rispetto dello standard garantito all'utenza già nel 2018, seppure con una flessione poco significativa a livello aggregato: per il tempo di rettifica della fatturazione, infatti, si registra un livello di rispetto dello standard pari al 97,5% (-0,9% rispetto al 2018), mentre per il tempo per l'emissione della fattura la diminuzione della quota di rispetto dello standard è pari allo 0,2%, permettendo di mantenere un livello superiore al 99,0%.

Di particolare interesse risulta la verifica del rispetto dell'indicatore della periodicità della fatturazione, che l'Autorità ha differenziato per fasce di consumo medio annuo, prevedendo una periodicità minima:

- semestrale per consumi medi fino a 100 m³/anno;
- quadrimestrale per consumi medi compresi tra 101 e 1.000 m³/anno;

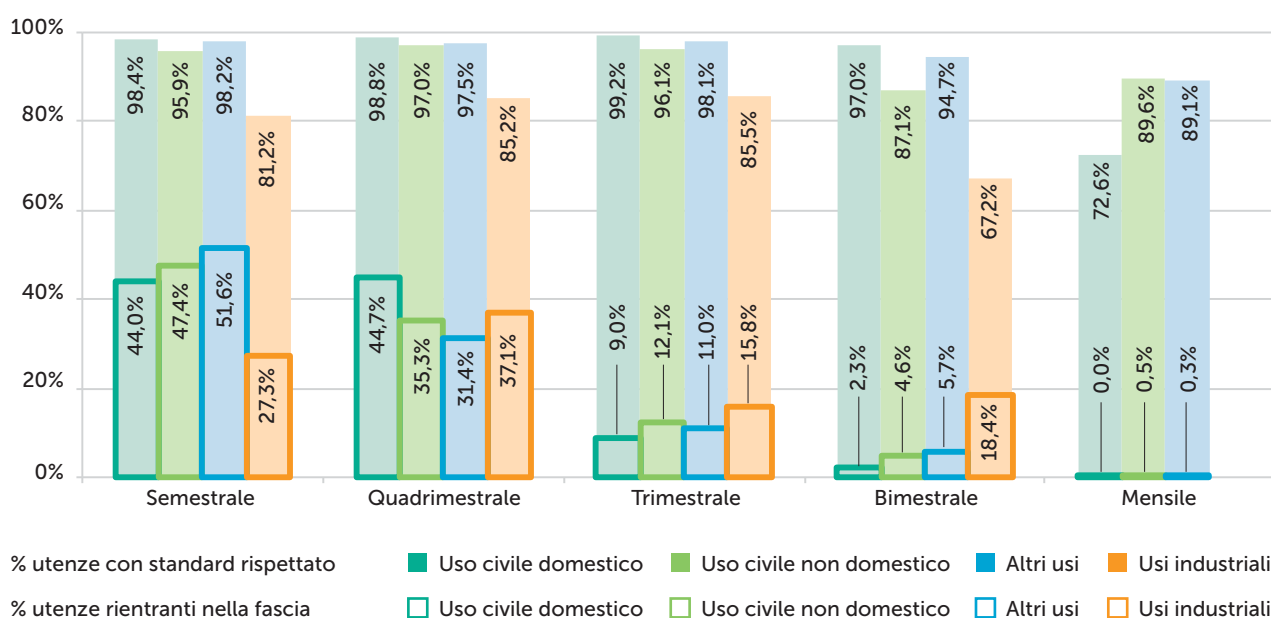
- trimestrale per consumi medi compresi tra 1.001 e 3.000 m³/anno;
- bimestrale per consumi medi superiori a 3.000 m³/anno.

FIG. 5.69 Tempo per l'emissione della fattura e tempo di rettifica di fatturazione negli anni 2018 e 2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.70 Periodicità di fatturazione: rispetto degli standard nel 2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

I livelli di rispetto dello standard associato all'indicatore della periodicità di fatturazione sono presentati nella figura 5.70 in modo differenziato per tipologia di uso. In ciascun istogramma, riferito al livello di rispetto per una data periodicità garantita e una data tipologia di uso, viene rappresentata anche la quota di utenze che, sulla base dei consumi medi, ha diritto alla stessa periodicità minima di fatturazione. Nella figura viene indicato anche

il livello di rispetto della periodicità mensile, che un gestore del Centro e un gestore delle Isole prevedono quale standard migliorativo per i consumi medi superiori a 3.000 m³/anno.

Tenendo da parte l'analisi sulla periodicità mensile, cui è riferita una quota di utenze del *panel* residuale e che mostra in generale i livelli più contenuti, per tutte le tipologie di utenza, a eccezione degli usi industriali, si evidenzia un elevato livello di rispetto dello standard (quasi sempre superiore al 95%) in corrispondenza delle diverse frequenze di fatturazione.

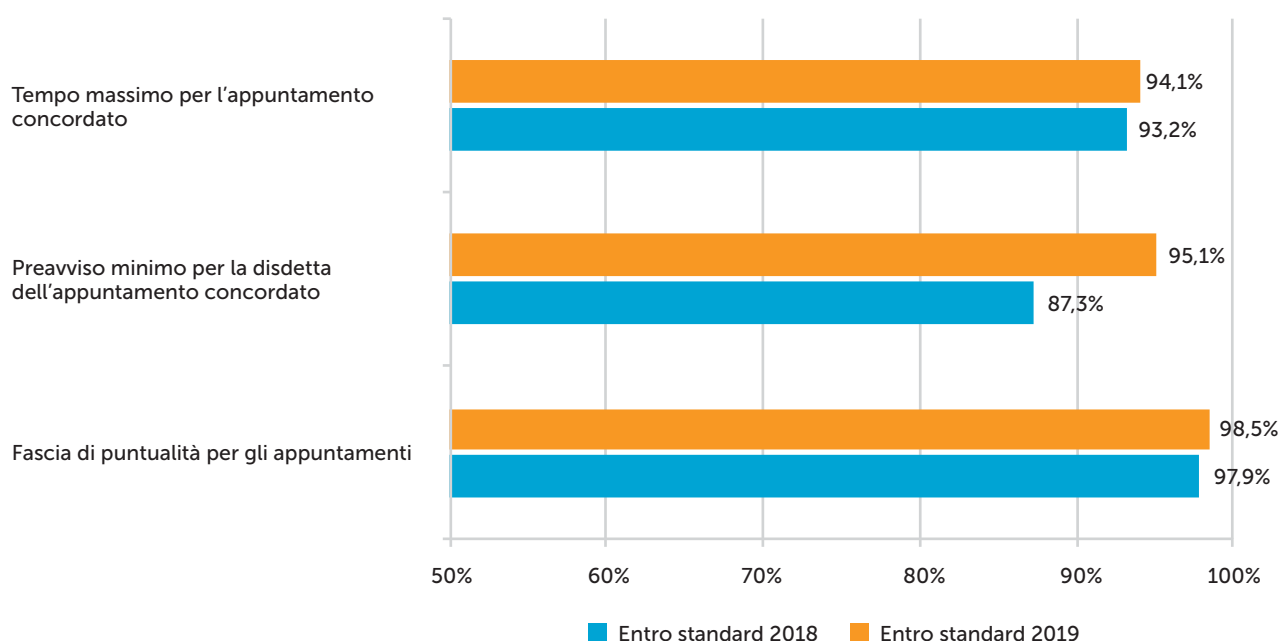
Gli usi civili domestici fanno registrare i livelli di rispetto dello standard più elevati per tutte le frequenze previste dall'RQSII, con un minimo del 97% per la frequenza bimestrale, un massimo di oltre il 99% per la frequenza trimestrale e oltre il 98% per le frequenze quadrimestrale e semestrale, cui fa riferimento in totale circa l'89% delle utenze domestiche. Con riferimento agli usi industriali, invece, si registrano livelli di servizio meno soddisfacenti, con quote di rispetto dello standard sulla periodicità di fatturazione che va da un minimo del 67,2% per le frequenze bimestrali a un massimo dell'85,5% per le frequenze trimestrali.

Gestione del rapporto contrattuale: appuntamenti, misuratori e pronto intervento

Nel corso del rapporto contrattuale, l'utente può avere la necessità di fissare un appuntamento con il gestore per effettuare verifiche sugli impianti, per esempio sul misuratore, o ricevere preventivi per eventuali lavori. L'Autorità ha individuato con l'RQSII tre differenti indicatori relativi agli appuntamenti, cui sono legati i seguenti livelli minimi di qualità:

- tempo massimo per l'appuntamento concordato pari a 7 giorni lavorativi (da rispettare in almeno il 90% dei casi);
- preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato non inferiore a 24 ore (da rispettare in almeno il 95% dei casi);
- fascia di puntualità per gli appuntamenti non superiore a 3 ore.

I livelli di rispetto degli standard associati a tali indicatori, registrati nel 2018 e nel 2019, vengono riportati nella figura 5.71, dalla quale emerge che nel corso del biennio vi è stato, a livello aggregato, un miglioramento delle *performance* degli operatori nella gestione degli appuntamenti concordati. In particolare, si rileva un significativo incremento del livello di rispetto dello standard afferente al preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato, che, passando dall'87,3% del 2018 al 95,1% del 2019, risulta in aggregato nel 2019 conforme allo standard generale fissato dall'Autorità (dal momento che oltre il 95% delle disdette dell'appuntamento è stato comunicato all'utente con preavviso superiore alle 24 ore). Inoltre, la fascia di puntualità per gli appuntamenti mostra livelli di rispetto dello standard molto elevati, pari al 98,5%, in aumento rispetto al livello registrato nel 2018 (97,9%). Anche per il tempo massimo per l'appuntamento concordato si osserva un buon livello di servizio, pari, nel 2019, al 94,1%, con un incremento dello 0,9% rispetto all'anno precedente.

FIG. 5.71 Appuntamenti: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019

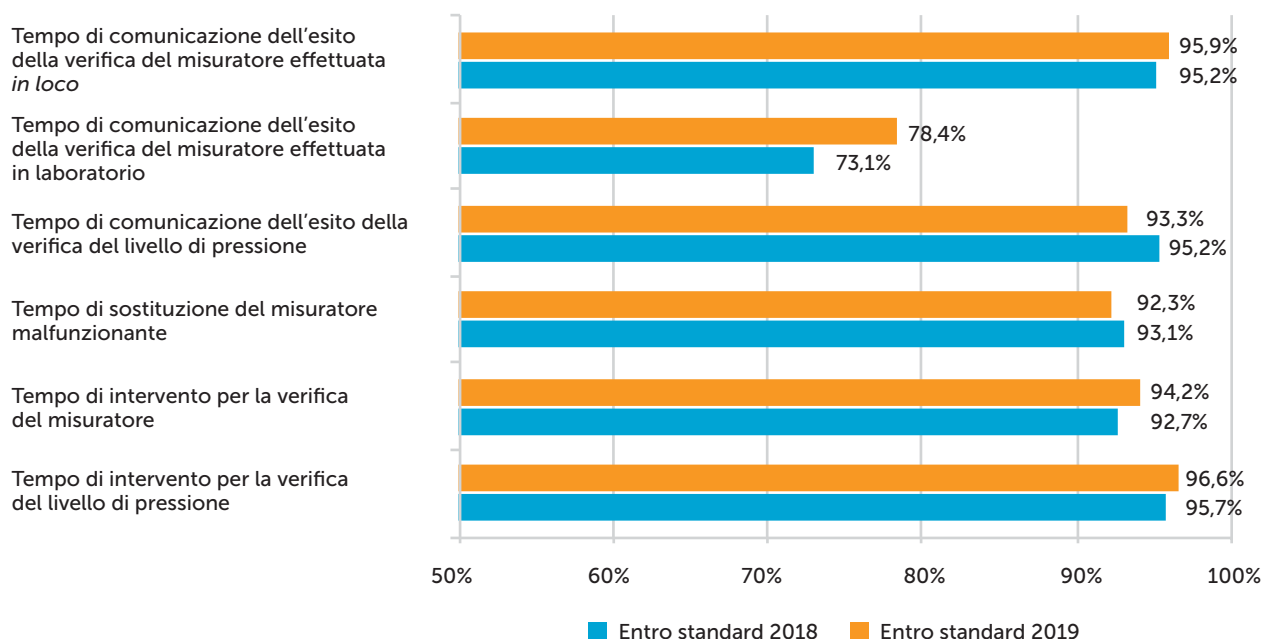
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Ponendo l'attenzione sulle problematiche tecniche che possono verificarsi in relazione a livelli di pressione insufficienti o a malfunzionamenti del misuratore, l'RQSII ha previsto livelli minimi che i gestori devono garantire all'utenza sia per le tempistiche di intervento, sia per le tempistiche di comunicazione dell'esito dell'intervento, e precisamente:

- 10 giorni lavorativi per intervenire in caso di richiesta di verifica del misuratore o del livello di pressione;
- 10 giorni lavorativi per comunicare l'esito delle verifiche (30 in caso di verifica del misuratore in laboratorio);
- 10 giorni lavorativi per la sostituzione del misuratore non funzionante.

Come evidenziato nella figura 5.72, si registra un miglioramento della *performance* in termini di rispetto degli standard garantiti tra il 2018 e il 2019 per il tempo di intervento per la verifica del misuratore e per la successiva comunicazione dell'esito della verifica stessa, sia se effettuata *in loco*, sia se effettuata in laboratorio. Nel 2019, infatti, il 94,2% degli interventi è stato svolto entro lo standard (+1,5% rispetto al 2018), con il 95,9% degli esiti della verifica comunicato entro le tempistiche garantite, in caso di controlli svolti *in loco* (+0,7%), e solo il 78,4% degli esiti comunicati in tempo, in caso di verifiche effettuate in laboratorio. A tale riguardo, occorre precisare che non sempre le tempistiche delle verifiche in laboratorio sono pienamente controllabili dal gestore, dato che questi può rivolgersi anche a laboratori esterni alla propria organizzazione; tuttavia, l'indicatore mostra un considerevole incremento del livello di servizio, pari a +5,3%. Per contro, emerge una leggera flessione delle *performance* riguardanti la sostituzione del misuratore risultato malfunzionante, i cui livelli di rispetto dello standard passano dal 93,1% del 2018 al 92,3% del 2019.

Con riferimento alle verifiche del livello di pressione, invece, si evidenzia un miglioramento di lieve entità dei livelli di servizio per le tempistiche di intervento (che passano dal 95,7% nel 2018 al 96,6% nel 2019) e una flessione della quota di rispetto dello standard previsto per la comunicazione dell'esito delle verifiche (dal 95,2% nel 2018 al 93,3% nel 2019).

FIG. 5.72 Misuratori e livello di pressione: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Con l'RQSII sono stati, inoltre, previsti due standard generali riferiti al servizio di pronto intervento, ovvero:

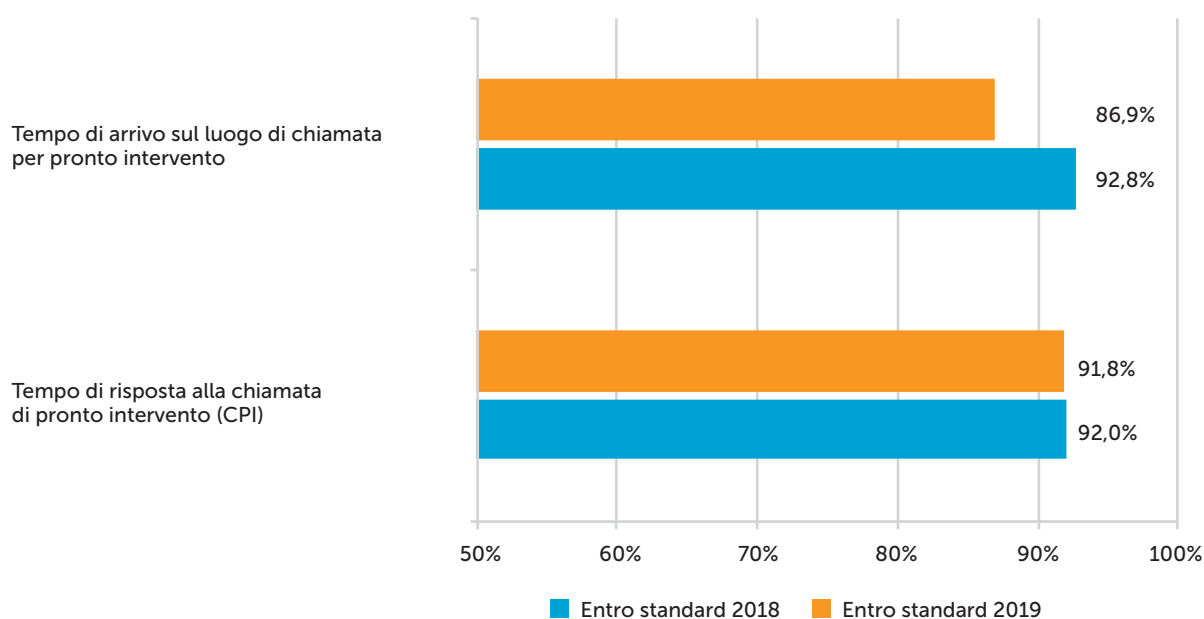
- tempo di arrivo sul luogo della chiamata per pronto intervento in caso di pericolo⁷⁷ (3 ore per almeno il 90% dei casi);
- tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (120 secondi per almeno il 90% delle chiamate).

Nella figura 5.73 vengono rappresentati i livelli raggiunti dagli standard citati nel 2019, in confronto con i dati relativi al 2018. Con riferimento ai tempi di risposta alla chiamata di pronto intervento, nel biennio considerato il livello di servizio sembra consolidarsi attorno alla quota di rispetto dello standard del 92,0%. Per contro, si evidenzia un marcato peggioramento della *performance* aggregata per il tempo di arrivo sul luogo di pronto intervento, che passa dal 92,8% del 2018 all'86,9% nel 2019; tuttavia, l'analisi dei dati ha permesso di rilevare che la riferita diminuzione della percentuale di rispetto dello standard è in buona parte ascrivibile alla presenza, nel *panel* 2019, di una gestione di dimensioni considerevoli operante nelle Isole, che, in riferimento a tale indicatore, mostra livelli poco soddisfacenti.

⁷⁷ Come stabilito dall'art. 33 dell'RQSII, lo standard relativo al tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento trova applicazione solo per le seguenti casistiche:

- a) fuoriuscite di acqua copiose, ovvero anche lievi ma con pericolo di gelo;
- b) alterazione delle caratteristiche di potabilità dell'acqua distribuita;
- c) guasto o occlusione di condotta o canalizzazione fognaria;
- d) avvio di interventi di pulizia e spurgo a seguito di esondazioni e rigurgiti.

Per gli altri casi non di pericolo, molte Carte dei servizi prevedono tempistiche garantite ma meno stringenti.

FIG. 5.73 Pronto intervento: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019

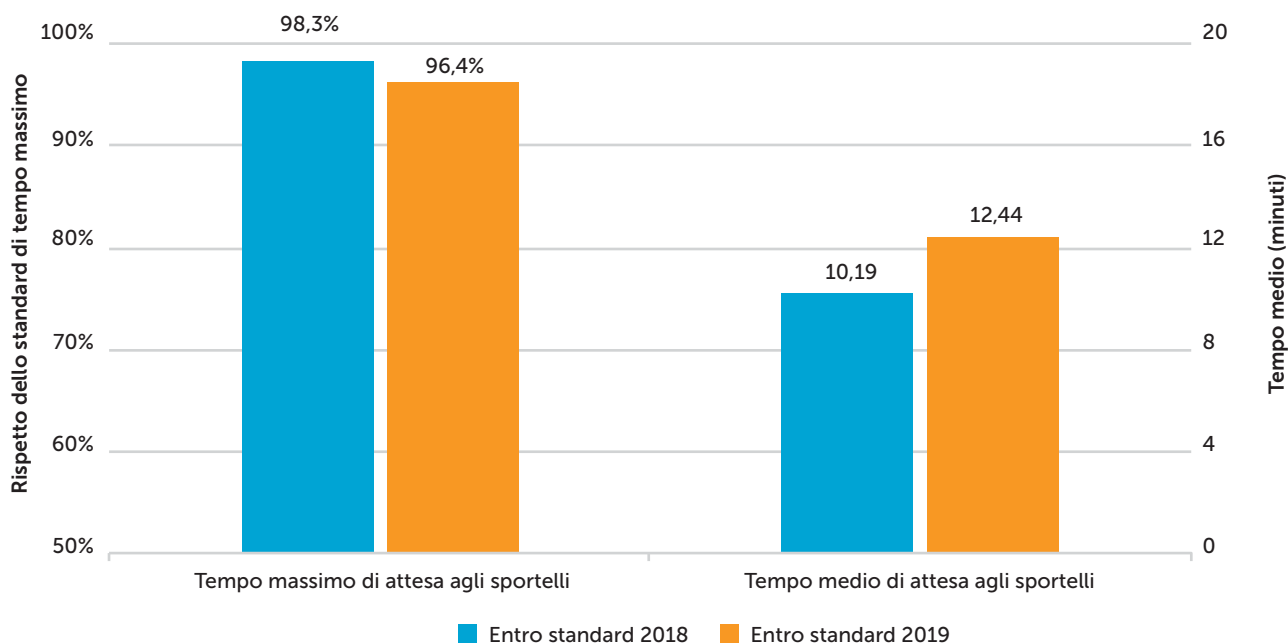
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Punti di contatto: sportello fisico e sportello telefonico

Per il buon andamento del rapporto contrattuale, risulta essenziale che l'utente riesca a contattare facilmente il proprio gestore. Al fine di favorire la comunicazione tra le parti, l'Autorità ha previsto, con l'RQSII, precisi obblighi relativamente alla diffusione minima e agli orari di apertura degli sportelli fisici e del *call center*, nonché appositi standard di qualità per i tempi di attesa. In particolare, con riferimento agli sportelli fisici sono stati previsti i seguenti standard di tipo generale, i cui livelli raggiunti nel 2018 e nel 2019 vengono presentati nella figura 5.74:

- tempo medio di attesa pari a 20 minuti;
- tempo massimo di attesa pari a 60 minuti (da garantire almeno nel 95% dei casi).

Entrambi gli standard risultano ampiamente rispettati nel biennio considerato, sebbene emerga nel 2019 un leggero decremento del livello aggregato di servizio fornito all'utenza. Il tempo medio di attesa risulta più elevato di oltre 2 minuti (passando dai 10,19 del 2018 ai 12,44 del 2019), mentre si rileva che il 3,6% degli utenti è stato accolto allo sportello dopo aver atteso oltre 60 minuti (tale quota nel 2018 era pari all'1,7%). Un'analisi più approfondita dei dati ha permesso di rilevare che il riferito peggioramento è in buona parte riconducibile, anche in questo caso, alle *performance* non positive di alcune gestioni di dimensioni rilevanti operanti nelle Isole.

FIG. 5.74 Tempi di attesa agli sportelli: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

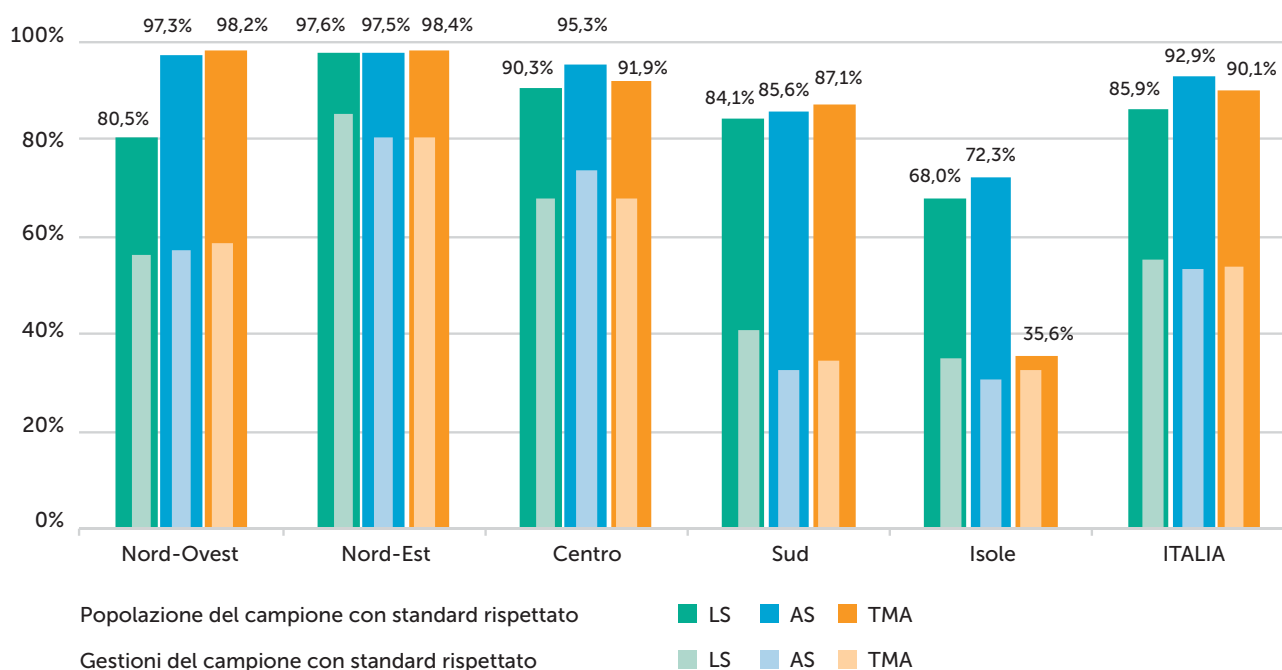
Con l'RQSII sono stati introdotti precisi obblighi riguardanti il servizio telefonico di assistenza all'utenza, prevedendone l'organizzazione come *call center*; al servizio sono associate *performance* da valutare sulla base di tre standard di qualità contrattuale:

- accessibilità al servizio telefonico (AS), pari al rapporto tra il tempo in cui almeno una linea è libera e il tempo complessivo di apertura del *call center* con operatore. L'indicatore AS deve essere pari o superiore al 90%;
- tempo medio di attesa (TMA), pari al tempo intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata con risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o la conclusione della chiamata, in caso di rinuncia dell'utente prima dell'inizio della conversazione con l'operatore. L'indicatore TMA deve essere al massimo pari a 240 secondi;
- livello del servizio telefonico (LS), pari al rapporto tra il numero di chiamate degli utenti che hanno parlato con un operatore e il numero di chiamate degli utenti che hanno richiesto di parlare con un operatore o che sono state reindirizzate a un operatore dai sistemi automatici. L'indicatore LS deve essere pari o superiore all'80%.

Ciascuno dei tre standard è controllato mensilmente e si considera rispettato se la verifica è superata per almeno 10 mesi su 12.

Gli esiti dell'analisi relativa ai livelli di rispetto degli standard dei servizi telefonici nel 2019, differenziata per singola area geografica, sono riportati nella figura 5.75. In particolare, viene rappresentata con istogrammi più larghi la percentuale di popolazione servita dai gestori del *panel* che hanno rispettato lo standard e, con istogrammi più sottili, la percentuale di gestioni che hanno rispettato lo standard.

FIG. 5.75 Call center: rispetto degli standard nel 2019



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

La suddetta analisi permette di confermare le evidenze emerse già con riferimento al 2018 nella *Relazione Annuale 2019*, ovvero:

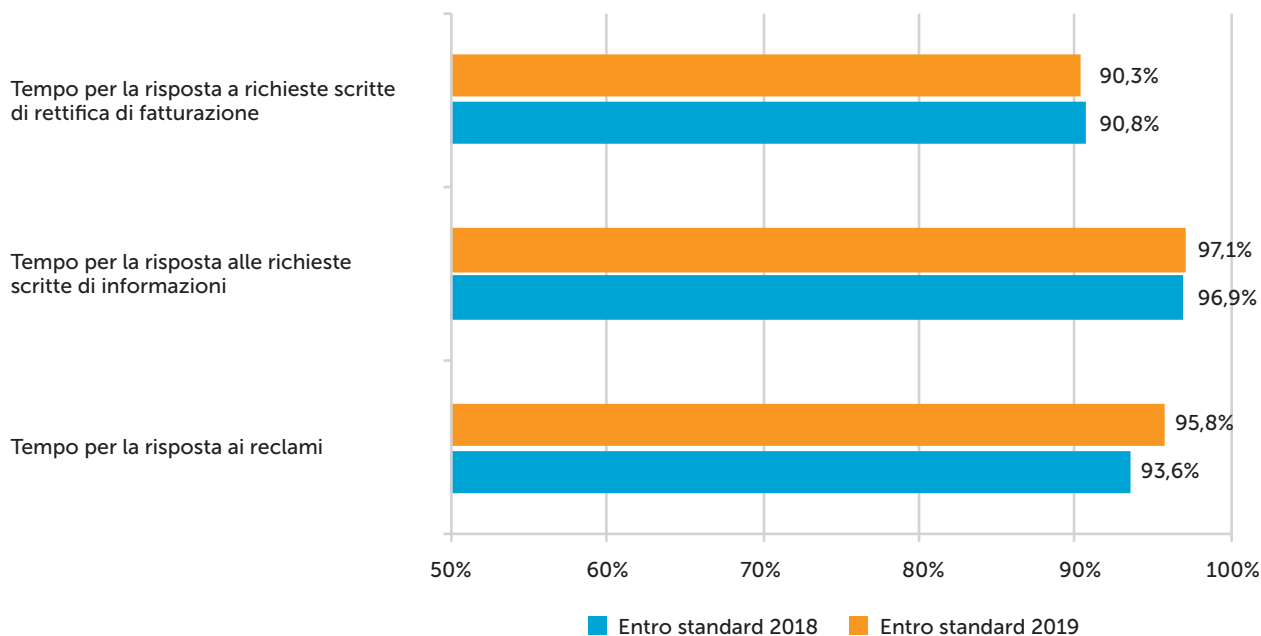
- le gestioni che mostrano *performance* migliori sono quelle che servono un maggior numero di abitanti, le quali potrebbero essere attrezzate con *call center* organizzati in modo più efficace;
- lo standard più difficile da rispettare risulta essere quello legato al livello del servizio telefonico, visto che in media solo l'86% circa della popolazione del *panel* è servita da un gestore che riesce a rispettarlo; per contro, gli altri due indicatori considerati risultano rispettati per oltre il 90% della popolazione del *panel*; tali valori di rispetto degli standard corrispondono, in termini di numerosità di gestioni, a poco più del 50% per i tre indicatori considerati;
- con riferimento alla distribuzione geografica, nelle aree del Nord e del Centro si registrano i livelli più elevati di rispetto degli standard, con il Nord-Est che supera il 97% per tutti gli indicatori considerati. Per contro, i gestori del Sud e soprattutto delle Isole mostrano i livelli di rispetto degli standard meno soddisfacenti: nelle Isole, infatti, si raggiunge il 72% circa di popolazione del *panel* con standard rispettato per l'indicatore accessibilità al servizio telefonico, mentre per il tempo medio di attesa si registra il 35% circa.

Risposte alle richieste scritte

Un altro elemento essenziale per il buon andamento del rapporto contrattuale è rappresentato dalle modalità e dalle tempistiche di risposta alle richieste scritte dell'utenza, per le quali l'Autorità ha previsto, con l'RQSII, due standard specifici: il primo, pari a 30 giorni per le risposte ai reclami e alle richieste scritte di informazioni, che conferma le tempistiche già previste dal DPCM 29 aprile 1999, e il secondo, un nuovo standard generale per il tempo di risposta alla richiesta di rettifica della fatturazione, che si considera raggiunto se si risponde all'utenza entro 30 giorni in almeno il 90% dei casi.

Nella successiva figura 5.76 – che rappresenta i dati registrati complessivamente per i tre standard considerati nel 2018 e nel 2019 –, è possibile osservare che sia i tempi di risposta ai reclami, sia quelli di risposta alle richieste di informazioni sono migliorati nel periodo considerato (confermando il *trend* di miglioramento già emerso tra il 2017 e il 2018 e rilevato nella *Relazione Annuale 2019*), arrivando, rispettivamente, nel 2019 al 95,8% (+2%) e al 97,1% (+0,2%). Solo il tempo di risposta alle richieste scritte di rettifica della fatturazione mostra una leggera contrazione, passando dal 90,8% nel 2018 a circa il 90,3% nel 2019.

FIG. 5.76 Risposte scritte: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019



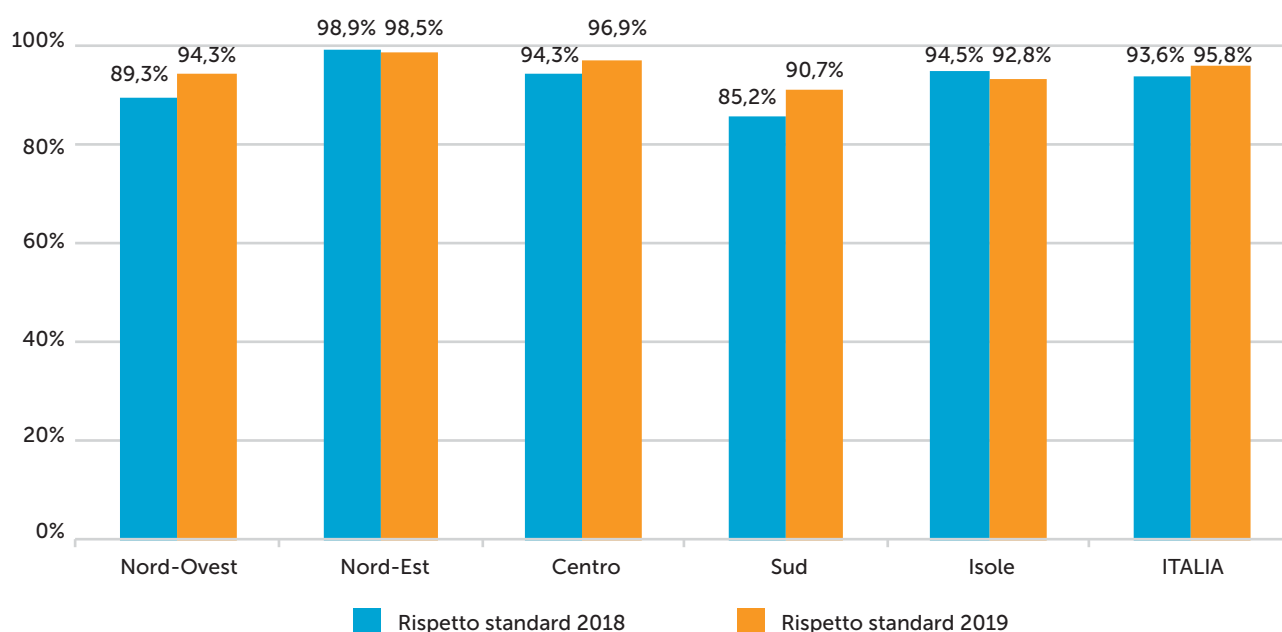
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RSII.

Risulta di interesse, quindi, approfondire l'analisi ricercando le motivazioni delle menzionate variazioni nella disaggregazione per area geografica dei livelli di rispetto dei singoli indicatori.

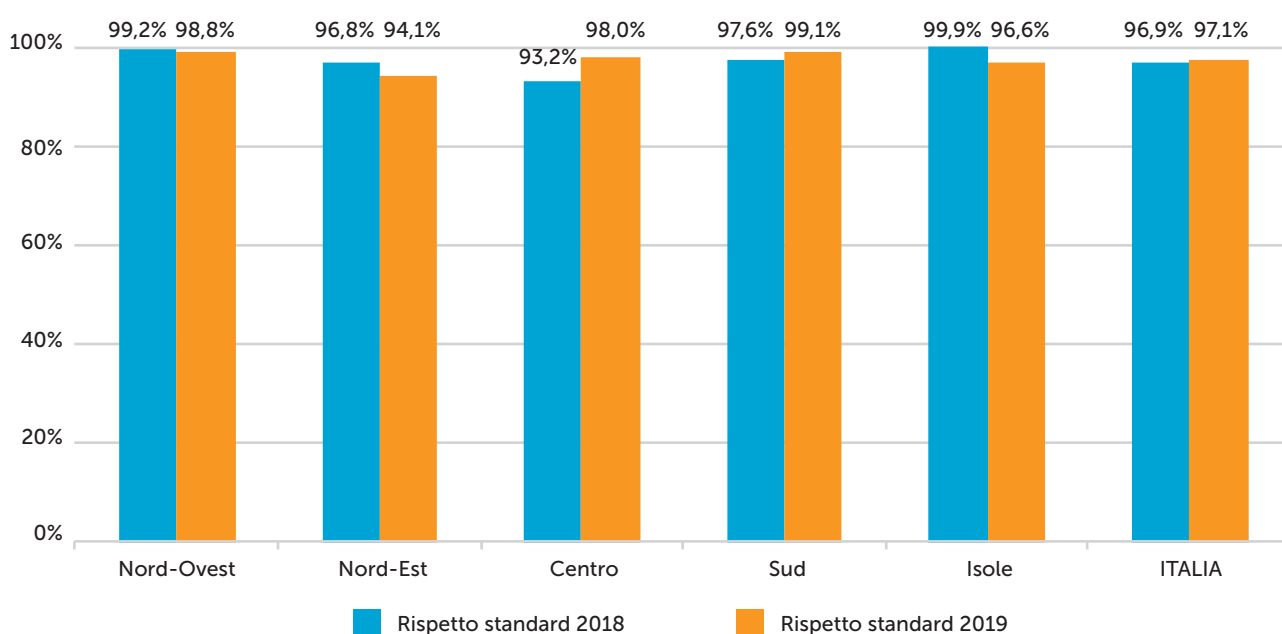
Con riferimento al tempo di risposta ai reclami (Fig. 5.77) emerge che, in un quadro piuttosto differenziato, l'incremento della media nazionale è legato principalmente al miglioramento delle *performance* delle gestioni del Nord-Ovest e del Sud (+5% circa per entrambe le aree) e, in misura minore, di quelle del Centro (+2,6%). Il Sud, tuttavia, mostra ancora i livelli di servizio più contenuti, superando di poco il 90% in termini di popolazione del *panel* con standard rispettato.

In relazione al tempo di risposta alle richieste scritte di informazioni (Fig. 5.78), emerge maggiore omogeneità tra le diverse aree geografiche e stabilità nel biennio considerato. In particolare, a fronte della già illustrata lieve variazione evidenziata a livello aggregato, il Centro mostra un sostanziale miglioramento (del 5% circa), che permette di raggiungere nel 2019 un livello di rispetto dello standard per il 98% della popolazione del *panel*⁷⁸, mentre il Nord-Est subisce un peggioramento della *performance* del 2,7%, che porta la quota di rispetto osservata al 94,1%. Al Sud, inoltre, si registra un incremento dell'1,5%, che permette all'area di superare il 99% di rispetto dello standard in termini di popolazione servita.

⁷⁸ Si rammenta che tale standard è stato migliorato da gran parte delle gestioni del Centro, per cui il minor livello di rispetto è legato alla definizione di un livello migliorativo sfidante.

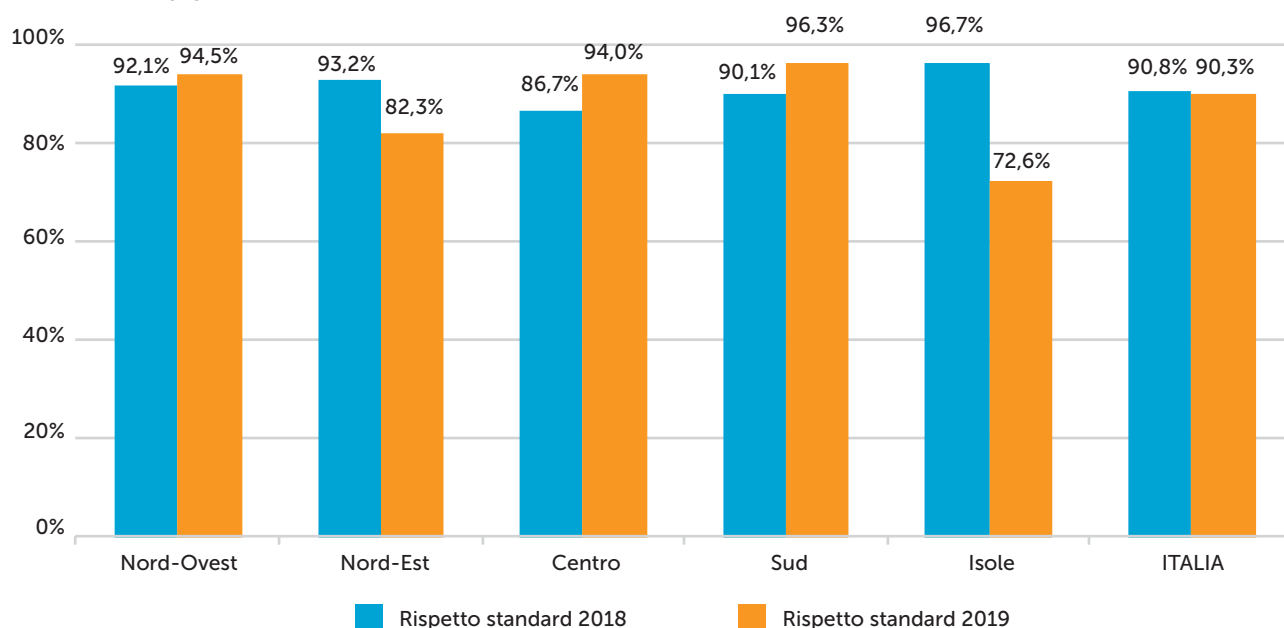
FIG. 5.77 Risposta ai reclami per area: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.78 Risposta alle richieste scritte di informazioni per area: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019

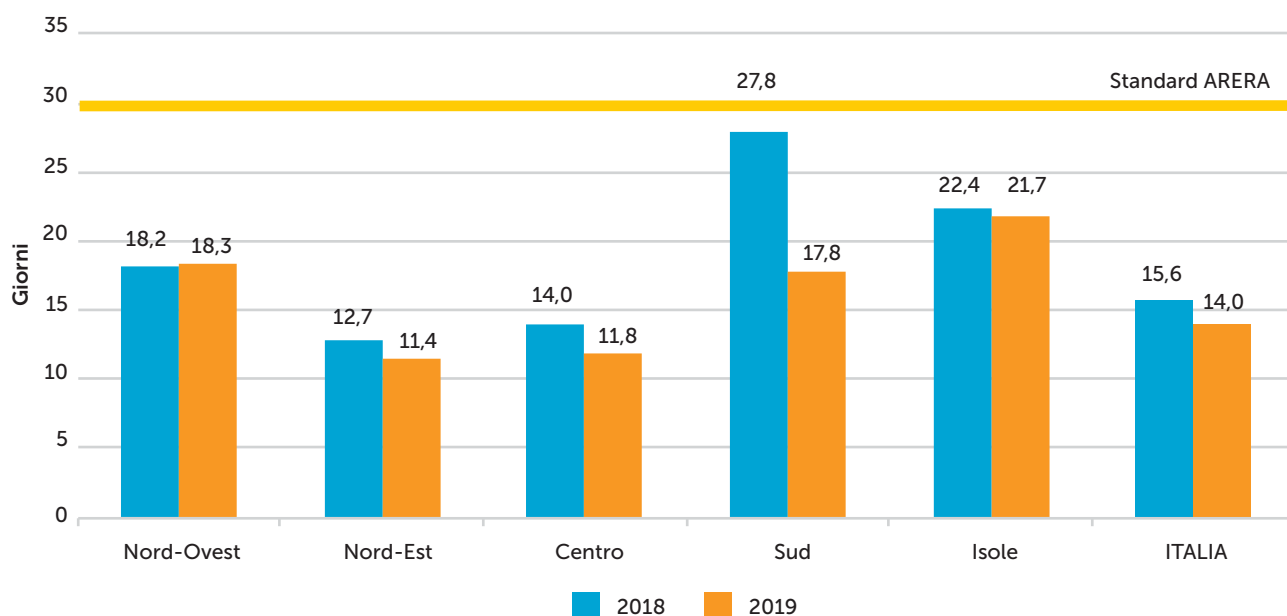
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

In merito al tempo di risposta alle richieste scritte di rettifica della fatturazione (Fig. 5.79), si osservano, ancor più che per i reclami, livelli differenziati tra le diverse aree del Paese, con miglioramenti del rispetto degli standard stabiliti per alcune e decrementi per altre; questi ultimi, piuttosto consistenti per le gestioni del Nord-Est e delle Isole (con riduzioni, rispettivamente, del 10,9% e del 24,1%), non sono comunque compensati dai risultati positivi rilevati nel Centro (+7,3%) e nel Sud (+6,2%).

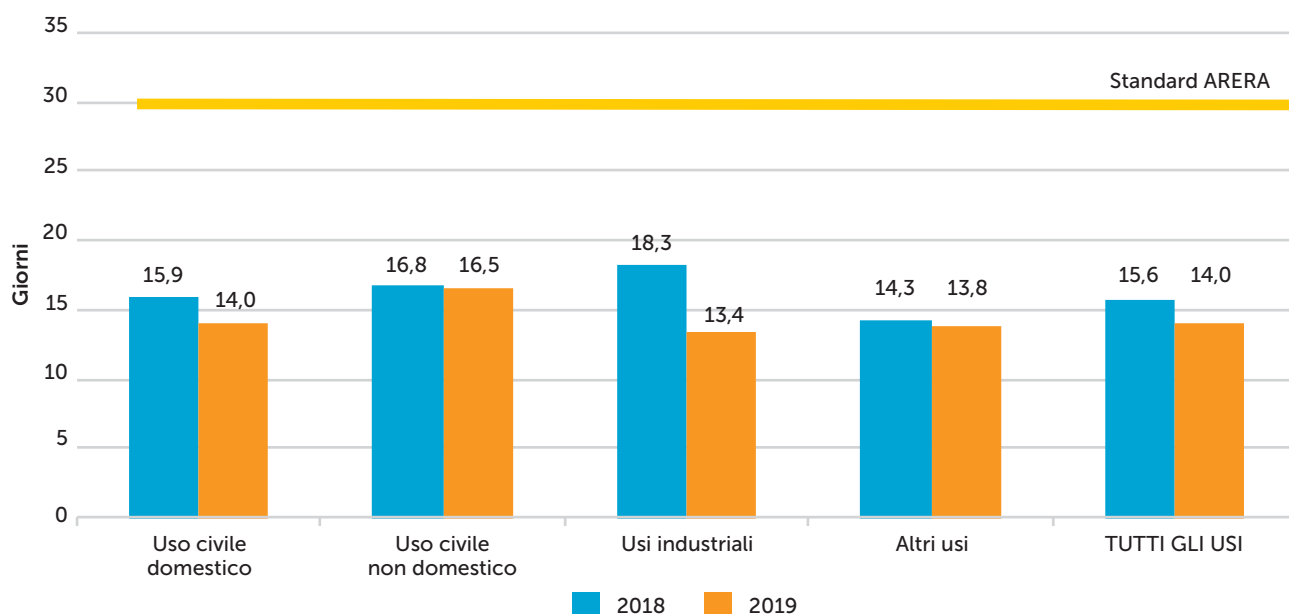
FIG. 5.79 Risposta alle richieste scritte di rettifica della fatturazione per area: rispetto degli standard nel 2018 e nel 2019

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Infine, appare utile approfondire ulteriormente l'analisi sulle richieste scritte con riferimento specifico ai tempi medi di risposta ai reclami, cui i gestori devono porre particolare attenzione al fine di rendersi effettivamente disponibili in una fase in cui l'utente evidenzia un disservizio o comunque un evento che può incidere sul buon andamento del rapporto contrattuale. Nelle successive figure 5.80 e 5.81 vengono, quindi, riportati i tempi medi rilevati dai gestori del *panel*, aggregati prima per area geografica e poi per tipologia di utenza, e confrontati i risultati del 2019 con quelli del 2018.

FIG. 5.80 Tempi medi di risposta ai reclami per area geografica nel 2018 e nel 2019

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.81 Tempi medi di risposta ai reclami per tipologia di utenza nel 2018 e nel 2019

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Con riferimento alla ripartizione per area, a fronte di un dato medio nazionale pari a circa 14 giorni, emerge che i gestori delle Isole offrono una risposta all'utenza con le tempistiche medie più lunghe (22 giorni circa), ma comunque inferiori al livello massimo fissato dall'Autorità (30 giorni), mentre quelli del Nord-Est riescono a rispondere in media in 11 giorni. Il confronto con il 2018 permette di notare che le gestioni del Sud hanno migliorato sensibilmente le tempistiche medie, riducendole di 10 giorni (da 27,8 a 17,8), e che le gestioni del Nord-Est e del Centro hanno migliorato le tempistiche medie, peraltro già molto contenute, rispettivamente di 1 e 2 giorni circa.

Non si evidenzia, per contro, una marcata differenziazione per tipologia di uso. A livello medio nazionale, infatti, tutte le tipologie fanno registrare tempistiche molto vicine alla media in entrambe le annualità considerate. Si evidenzia, tuttavia, una riduzione più marcata nel biennio per le tempistiche medie di risposta ai reclami avanzati dalle utenze industriali.

Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale

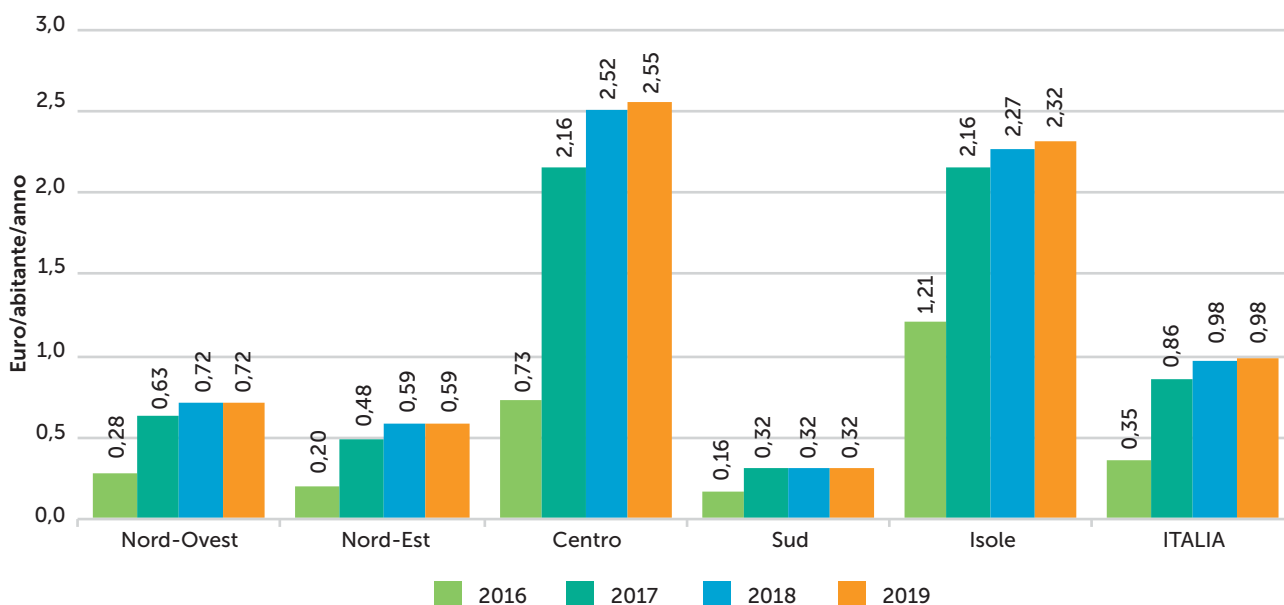
La definizione della regolazione dell'Autorità in tema di qualità contrattuale, con l'introduzione di standard minimi omogenei sul territorio nazionale per tutte le prestazioni da assicurare all'utenza, ha richiesto modifiche organizzative e gestionali per la maggior parte dei gestori del SII, tenuti fino a quel momento a garantire livelli di qualità definiti a livello locale, in coerenza con lo schema previsto dal DPCM 29 aprile 1999.

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 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 dei servizi, nonché, su richiesta dell'ente

di governo dell'ambito, il riconoscimento di premi per il raggiungimento di standard ulteriori e migliorativi considerati prioritari dal medesimo ente, tenuto conto delle specificità territoriali rilevate⁷⁹. A oggi l'Autorità ha accolto istanze per il riconoscimento dei menzionati premi per tre gestori. In sede di definizione delle regole per l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie per il 2018 e il 2019⁸⁰, 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 $Opex_{OC}$ valorizzata per gli anni 2016 e 2017 in sede di prima determinazione tariffaria.

Di seguito viene analizzato l'impatto economico della regolazione della qualità contrattuale con riferimento al secondo periodo regolatorio 2016-2019, considerando la rettifica, a favore dell'utenza, operata (in sede di determinazione delle componenti a conguaglio) a seguito della rendicontazione a consuntivo prodotta dai soggetti competenti con riferimento al biennio 2016-2017, ovvero le eventuali revisioni al ribasso delle previsioni di spesa per il biennio 2018-2019, elaborata dagli EGA rispetto alla precedente proposta tariffaria. Nella figura 5.82 viene riportata la valutazione, per area geografica, dei costi riconosciuti per l'adeguamento agli standard di qualità contrattuale, da cui emerge una quantificazione media nazionale degli $Opex_{OC}$ di poco inferiore a 1 euro/anno per abitante, dunque abbastanza contenuta; i maggiori oneri vengono sostenuti dagli abitanti del Centro (circa 2,5 euro/anno per abitante), seguiti da quelli delle Isole (circa 2,3 euro/anno per abitante). Risultano, invece, più contenuti i costi sostenuti dagli abitanti del Nord (pari a circa 0,7 euro/abitante nel Nord-Ovest e a circa 0,6 euro/abitante per il Nord-Est) e molto contenuti quelli sostenuti dagli abitanti del Sud (circa 0,3 euro/abitante).

FIG. 5.82 $Opex_{OC}$ approvati nel quadriennio 2016-2019 pro capite per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori.

Dall'analisi dei dati riportati nella tavola 5.15 emerge che, alla data del 31 dicembre 2019, l'Autorità ha approvato il riconoscimento di $Opex_{OC}$ a 40 gestioni, per un ammontare complessivo pari a circa 43,5 milioni di euro per

⁷⁹ L'istanza per il riconoscimento dei premi previsti dall'MTI-2 è stata sostituita dal meccanismo incentivante premi-penalità introdotto per il terzo periodo regolatorio dalla delibera 547/2019/R/idr.

⁸⁰ Delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr.

l'intero quadriennio 2016-2019, a fronte di un importo inizialmente quantificato dai soggetti competenti di circa 58,9 milioni di euro. La differenza, pari a circa 15,4 milioni di euro, è in parte dovuta alla rideterminazione degli importi operata dall'Autorità in seguito alle risultanze della fase istruttoria di approvazione degli aggiornamenti tariffari (per circa 7,3 milioni di euro) e in parte alle verifiche operate dagli enti di governo dell'ambito sugli oneri effettivamente sostenuti nel biennio 2016-2017 (che hanno individuato scostamenti per circa 5 milioni di euro relativi a 29 gestioni), sulla base delle quali, in alcuni casi, gli enti medesimi hanno provveduto a rivedere al ribasso anche gli importi approvati, in sede di prima determinazione tariffaria, per il biennio 2018-2019 (per circa 3,1 milioni di euro).

TAV. 5.15 *Opex_{OC} richiesti e Opex_{OC} approvati per il quadriennio 2016-2019*

AREA GEOGRAFICA	GESTIONI CON Opex _{OC} RICHIESTI (N.)	GESTIONI CON Opex _{OC} APPROVATI (N.)	AMMONTARE Opex _{OC} QUANTIFICATO DAGLI EGA PER IL QUADRIENNIO (EURO)	AMMONTARE Opex _{OC} APPROVATO DA ARERA PER IL QUADRIENNIO (EURO)	AMMONTARE Opex _{OC} NON APPROVATO O DETRATTO A CONSUNTIVO PER IL QUADRIENNIO (EURO)
Nord-Ovest	14	13	9.049.997	5.767.662	-3.282.335
Nord-Est	16	15	13.098.721	6.800.068	-6.298.652
Centro	11	8	26.957.219	21.130.305	-5.826.914
Sud	2	2	4.776.424	4.776.424	-
Isole	2	2	5.038.557	5.038.557	-
ITALIA	45	40	58.920.917	43.513.016	-15.407.901

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori.

Macro-indicatori di qualità contrattuale: livelli di partenza 2018

Come anticipato *supra*, con la quarta edizione della raccolta dati sulla qualità contrattuale è stato richiesto ai gestori del SII di fornire anche il riepilogo delle prestazioni eseguite nel corso del 2018, utile alla definizione dei livelli di partenza e degli obiettivi di qualità associati al meccanismo incentivante di premi e penalità che è stato introdotto con la delibera 547/2019/R/idr ed è 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.

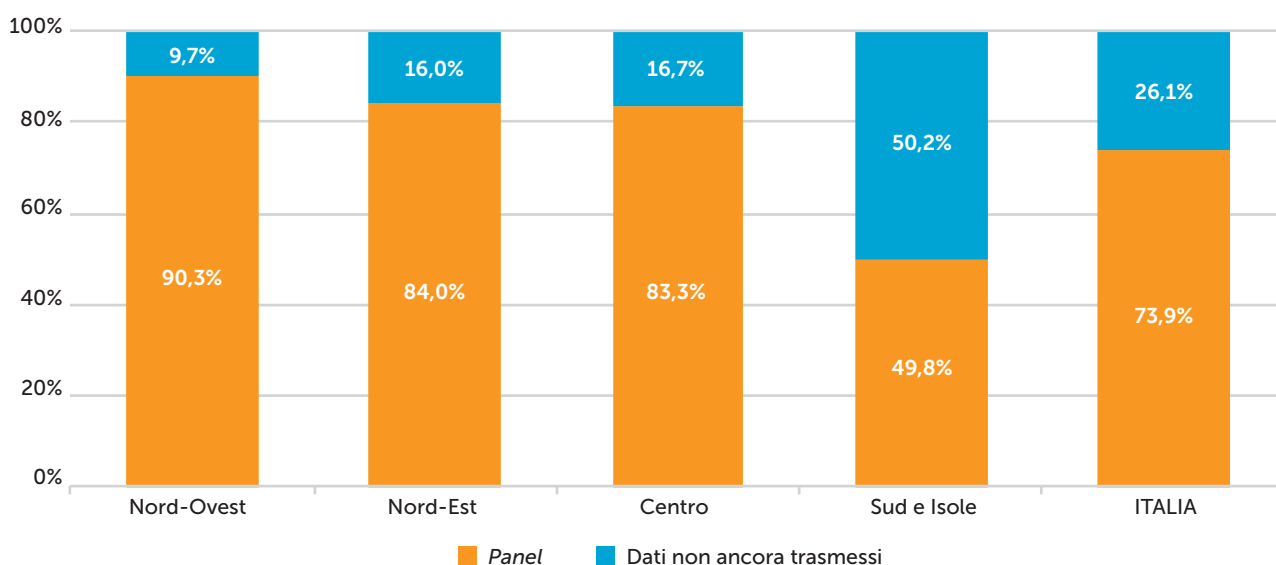
La richiesta delle informazioni di riepilogo delle prestazioni afferenti al 2018 si è resa necessaria anche al fine di poter garantire l'applicazione omogenea del citato meccanismo sull'intero territorio nazionale, e quindi per permettere di fornire tali dati:

- anche ai gestori che, con riferimento alla citata annualità, erano esentati dalla comunicazione dei dati in quanto servivano una popolazione residente complessivamente inferiore ai 50.000 abitanti;

- secondo le specifiche indicazioni dell’Autorità 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.

Il *panel* delle gestioni per le quali, nella prima fase della raccolta, è stato trasmesso un set di dati di riepilogo per il 2018 secondo le indicazioni operative fornite dall’Autorità è rappresentato da 221 gestioni, che erogano il servizio a circa il 73,9% della popolazione residente italiana (44,7 milioni di abitanti), come mostra la figura 5.83. Tale *panel* risulta più contenuto rispetto al campione di riferimento per le elaborazioni di qualità contrattuale illustrate nei precedenti paragrafi; tuttavia, alcune gestioni hanno comunicato all’Autorità che le relative attività di ricognizione delle informazioni risultano in corso di completamento e verranno anch’esse sottoposte alla validazione dei competenti enti di governo, nell’ambito della seconda fase della raccolta dati (la cui conclusione è prevista per il 26 giugno 2020).

FIG. 5.83 Popolazione servita dal panel per l’analisi dei valori dei macro-indicatori 2018



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell’RQSII.

Si rammenta che, 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 5.16 vengono riportati le classi e gli obiettivi di qualità contrattuale come definiti con la citata delibera 547/2019/R/idr.

TAV. 5.16 Classi e obiettivi per macro-indicatore

MACRO-INDICATORE	ID CLASSE	CLASSE	OBIETTIVO
MC1 – Avvio e cessazione del rapporto contrattuale	A	MC1 > 98%	Mantenimento
	B	90% < MC1 ≤ 98%	+1%
	C	MC1 ≤ 90%	+3%
MC2 – Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio	A	MC2 > 95%	Mantenimento
	B	90% < MC2 ≤ 95%	+1%
	C	MC2 ≤ 90%	+3%

Fonte: ARERA, delibera 19 dicembre 2019, 547/2019/R/idr.

Nella tavola 5.17 si elencano 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 ha erogato almeno una prestazione all'utenza. I valori mostrati confermano l'elevata variabilità della numerosità di gestioni che ha attivato i singoli indicatori semplici: si va da un minimo di 9 gestioni per il tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione, a un massimo di 194 gestioni per il tempo di emissione della fattura. Dalle informazioni in esame emergono alcuni elementi di carattere generale: per esempio, la preferenza dei gestori per l'effettuazione di preventivi con sopralluogo rispetto a quelli a distanza, o la circostanza per la quale, in fase di riattivazione della fornitura, è di rado richiesta la modifica alla portata del misuratore (solo 30 gestioni hanno erogato questo tipo di prestazione, mentre 162 hanno effettuato riattivazioni senza modifiche alla portata del misuratore).

TAV. 5.17 Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2018

MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
MC1	Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	56
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	32
	Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	30
	Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	155
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	80
	Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	107
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	146
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	59
	Tempo di esecuzione di lavori semplici	113
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	116
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	71
	Tempo di esecuzione di lavori complessi	95
	Tempo di attivazione della fornitura	181
	Tempo di riattivazione ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	162
	Tempo di riattivazione ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	30
	Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità	113
Tempo di disattivazione della fornitura	186	
Tempo di esecuzione della voltura	187	

(segue)

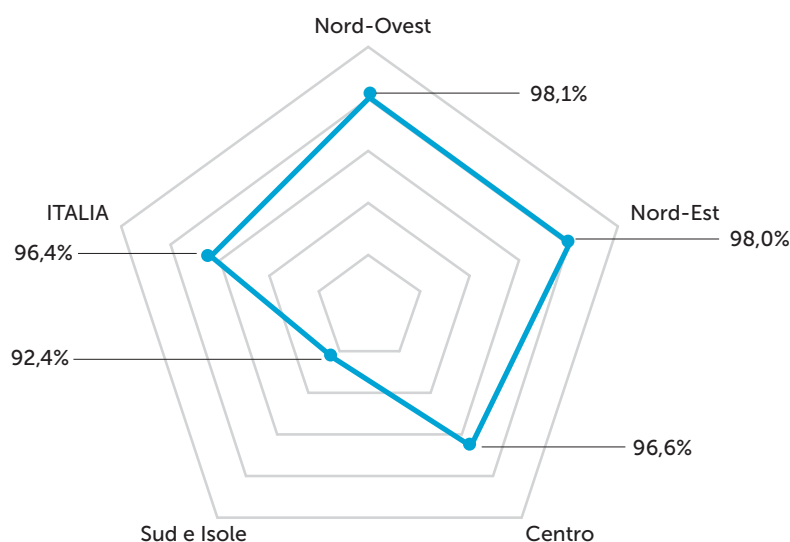
MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
MC2	Tempo massimo per l'appuntamento concordato	165
	Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	68
	Fascia di puntualità per gli appuntamenti	166
	Tempo di intervento per la verifica del misuratore	143
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata <i>in loco</i>	91
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	70
	Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	135
	Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	86
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	72
	Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	147
	Tempo per l'emissione della fattura	194
	Tempo di rettifica di fatturazione	144
	Tempo per la risposta ai reclami	146
	Tempo per la risposta alle richieste scritte di informazioni	147
	Tempo per la risposta alle richieste scritte di rettifica della fatturazione	142
	Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	11
	Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	9
	Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	75
	Tempo massimo di attesa agli sportelli	175
	Tempo medio di attesa agli sportelli	133
	Accessibilità al servizio telefonico (AS)	128
	Tempo medio di attesa (secondi) per il servizio telefonico (TMA)	129
	Livello del servizio telefonico (LS)	153
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	146	

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 5.84 viene riportato il livello medio registrato per il 2018 nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione sul totale delle prestazioni eseguite⁸¹. Le gestioni operanti nelle aree del Nord (con un valore medio del macro-indicatore MC1 pari a circa il 98,0%) e quelle del Centro (con un valore medio di MC1 pari al 96,6%) mostrano livelli di partenza superiori alla media nazionale (che si attesta al 96,4%), a fronte di un valore medio registrato nell'area del Sud e delle Isole pari al 92,4%, evidenziando l'esistenza di un *water service divide* sul territorio italiano, anche per quanto concerne il livello dei citati servizi offerti all'utenza.

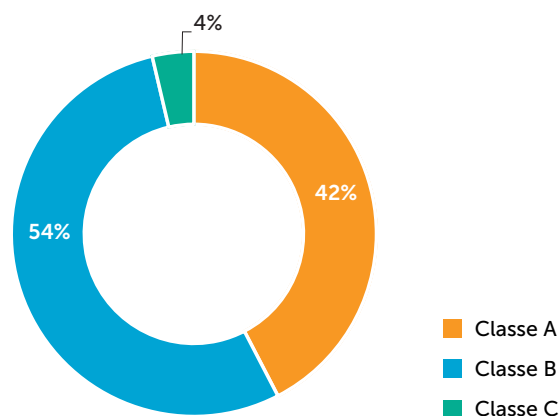
FIG. 5.84 Macro-indicatore MC1: livelli di partenza medi per area geografica nel 2018



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.85 viene riportata la distribuzione del *panel*, in termini di popolazione residente per classe di appartenenza dei relativi gestori, definita sulla base del livello di partenza del macro-indicatore MC1 nel 2018. Al 96% della popolazione del campione sono state rese, nel 2018, prestazioni afferenti all'avvio e alla cessazione del rapporto contrattuale da operatori che risultano avere un livello di MC1 corrispondente alle classi A o B (rispettivamente, 42% e 54%), mentre residua un 4% di abitanti servito da gestioni in classe C, alle quali viene richiesto uno sforzo maggiore per il miglioramento delle relative *performance* (con l'assegnazione di un obiettivo di miglioramento annuo del 3%).

⁸¹ 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. 5.85 Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2018

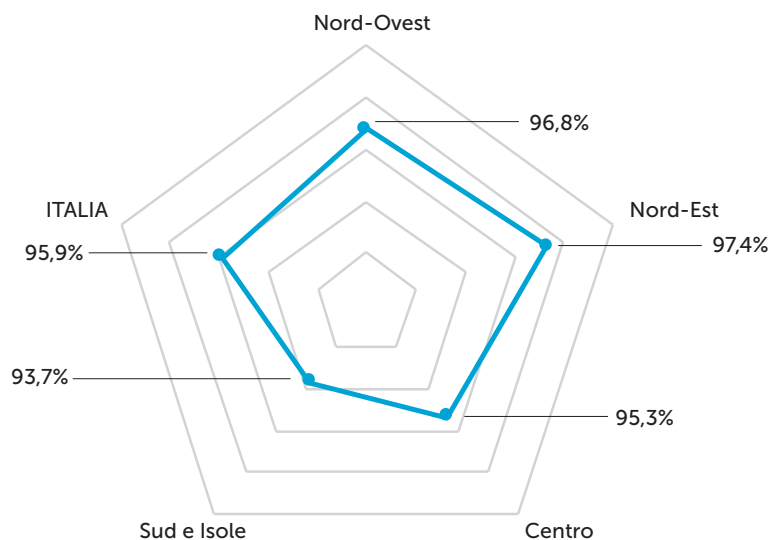
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio"

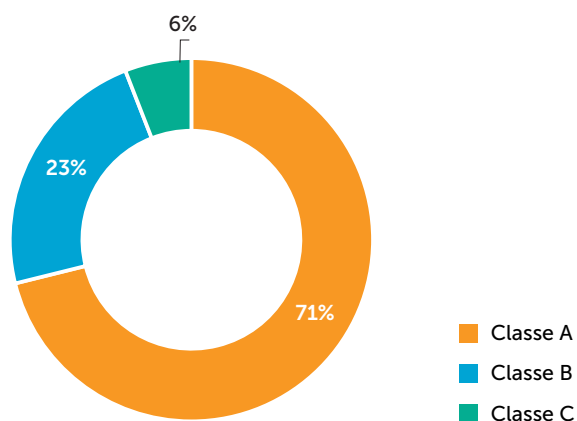
Con riferimento al macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", nella figura 5.86 viene riportato il livello medio registrato, per il 2018, nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione nazionale sul totale delle prestazioni eseguite.

Rispetto ai dati sopra esposti in relazione al macro-indicatore MC1, la media nazionale per il macro-indicatore MC2 risulta più contenuta e pari al 95,9%, valore che comunque rappresenta un elevato livello medio di qualità nella fase di gestione del rapporto contrattuale con l'utenza e nell'accessibilità al servizio. Le tre aree maggiormente rappresentate (Nord-Ovest, Nord-Est e Centro) sostengono la media nazionale, mostrando valori di MC2 pari, rispettivamente, al 96,8%, al 97,4% e al 95,3%. Come per l'MC1, le gestioni dell'area del Sud e delle Isole registrano valori mediamente più contenuti, con una media del 93,7%.

Nella figura 5.87, il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per classe di appartenenza, definita sulla base del livello di partenza di MC2 rilevato nel 2018. L'illustrazione grafica permette di evidenziare come, rispetto al macro-indicatore MC1, la quota di popolazione servita da gestori con macro-indicatore in classe A risulti, in media, più elevata: infatti, il 71% circa 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 23% circa degli abitanti del campione i relativi gestori si collocano in classe B e per il 6% i pertinenti operatori si posizionano in classe C (a tali gestori corrisponde un obiettivo annuale di miglioramento delle prestazioni iniziali, rispettivamente, dell'1% e del 3%).

FIG. 5.86 Macro-indicatore MC2: livelli di partenza medi per area geografica nel 2018

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.87 Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2018

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

CAPITOLO

6

**STRUTTURA,
TARIFFE, QUALITÀ
NEL CICLO DEI RIFIUTI
URBANI E ASSIMILATI**

Il settore dei rifiuti urbani si presenta come un settore complesso, caratterizzato da un'elevata frammentazione del servizio lungo la filiera e dall'assenza di condizioni infrastrutturali e organizzative omogenee tra le diverse aree geografiche del Paese.

Nel corso del 2019 e dei primi mesi del 2020, al fine di acquisire elementi informativi per la definizione della regolazione tariffaria¹ e della regolazione della qualità² del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, è proseguita l'attività di ricognizione e monitoraggio del settore, volta all'acquisizione di dati e informazioni inerenti agli impianti di trattamento dei rifiuti urbani – inceneritori, discariche e impianti di trattamento meccanico biologico – e alla qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e dei singoli servizi che lo compongono. Ulteriori elementi informativi relativi alle caratteristiche degli operatori del settore e alle attività effettuate sono stati acquisiti tramite le dichiarazioni trasmesse dagli operatori medesimi nell'ambito dell'iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente.

Nel presente capitolo si illustrano:

- la struttura del settore in termini di mappatura dei soggetti gestori, 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 2019;
- le principali evidenze emerse dalla raccolta dati in materia di impianti di trattamento avviata con la delibera 27 dicembre 2018, 714/2018/R/rif nell'ambito del procedimento per l'approvazione del metodo tariffario;
- le risultanze della raccolta dati finalizzata all'acquisizione di informazioni sulla qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, avviata con la determina 10 ottobre 2019, 3/DRIF/2019, nell'ambito del procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia.

Struttura del settore

L'apertura dell'Anagrafica operatori al settore dei rifiuti urbani³ ha consentito, a partire dal 3 luglio 2019, di realizzare una prima importante mappatura del settore. In poco meno di un anno dal suo avvio⁴ sono risultati iscritti 6.568 soggetti, di cui 6.530 gestori. Più nel dettaglio, nell'88,3% dei casi si tratta di gestori Enti pubblici (con un numero pari a 5.767) e nell'11,7% dei casi di gestori aventi diversa natura giuridica (con un numero pari a 763) (Fig. 6.1).

L'Anagrafica ha consentito, inoltre, di avviare una prima mappatura degli Enti territorialmente competenti⁵ che, ai sensi della regolazione dell'Autorità, sono i soggetti istituzionali responsabili della validazione del Piano eco-

1 Nel corso del 2019 l'Autorità, con la delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, ha adottato il Metodo tariffario rifiuti (MTR), introducendo una regolazione per l'aggiornamento delle entrate tariffarie di riferimento, basata su criteri di riconoscimento dei costi efficienti.

2 Con la delibera 31 ottobre 2019, 444/2019/R/rif, l'Autorità ha introdotto obblighi di trasparenza in capo ai soggetti che effettuano l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti, allo scopo di assicurare una corretta informazione degli utenti tramite la definizione di contenuti informativi minimi obbligatori e omogenei su tutto il territorio nazionale, con riferimento ai siti internet e ai documenti di riscossione (avviso di pagamento o fattura), nonché alle comunicazioni individuali agli utenti relative a variazioni di rilievo nella gestione.

3 Introdotta con la delibera 27 dicembre 2018, 715/2018/R/rif.

4 Le elaborazioni effettuate si riferiscono ai dati aggiornati al 3 maggio 2020.

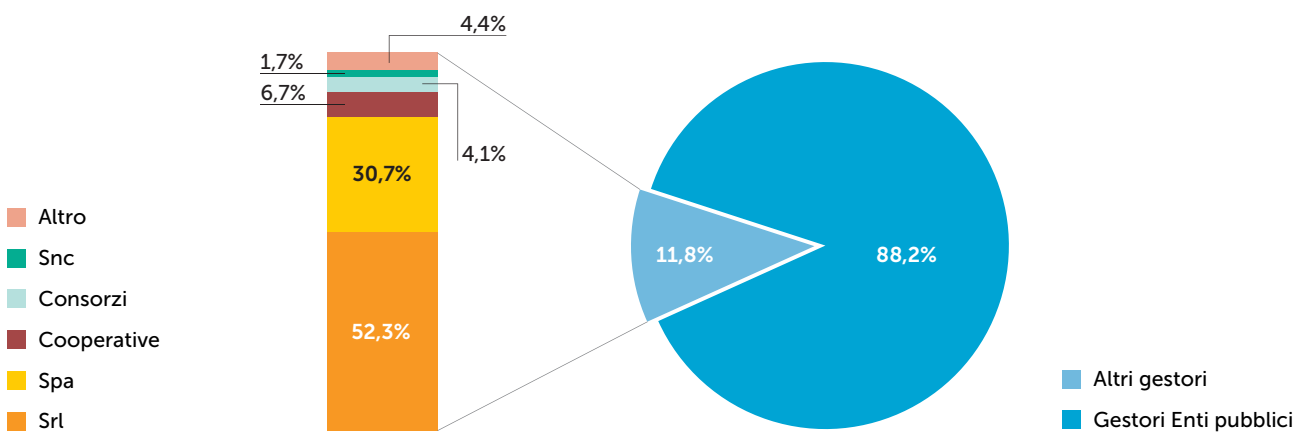
5 Ai sensi dell'art. 1 dell'allegato A alla delibera 443/2019/R/rif, per Ente territorialmente competente si intende l'Ente di governo dell'ambito, laddove costituito ed operativo, o, in caso contrario, la Regione o la Provincia autonoma o altri enti competenti secondo la normativa vigente.

nomico finanziario dell'ambito tariffario di competenza. In particolare, a conferma della complessa frammentazione della *governance* di settore, si rileva un numero ridotto di Enti di governo dell'ambito (45), a fronte di un numero molto elevato (1.334) di Enti territorialmente competenti (dai dati si può constatare che il 98% di tali Enti coincide con i Comuni). Di interesse è l'elevato numero di Enti territorialmente competenti che è anche gestore, svolgendo direttamente l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti⁶ (1.270, pari al 19% dei gestori).

Per quanto riguarda la natura giuridica degli Enti territorialmente competenti e degli Enti di governo d'ambito, si evidenzia che in maggioranza tali soggetti sono Enti pubblici; una quota residua riguarda i consorzi o le società consortili.

Con riferimento al numero e alla tipologia di attività svolte dai gestori, dall'Anagrafica operatori risulta che la maggioranza dei gestori (pari al 72,6%) si sia accreditata per una singola attività; seguono i gestori accreditati per due o più attività (25%), mentre una percentuale molto inferiore (2,4%) risulta accreditata per tutte le attività del ciclo (Fig. 6.2)⁷.

FIG. 6.1 Natura giuridica dei gestori non Enti pubblici iscritti in Anagrafica (2019-2020)

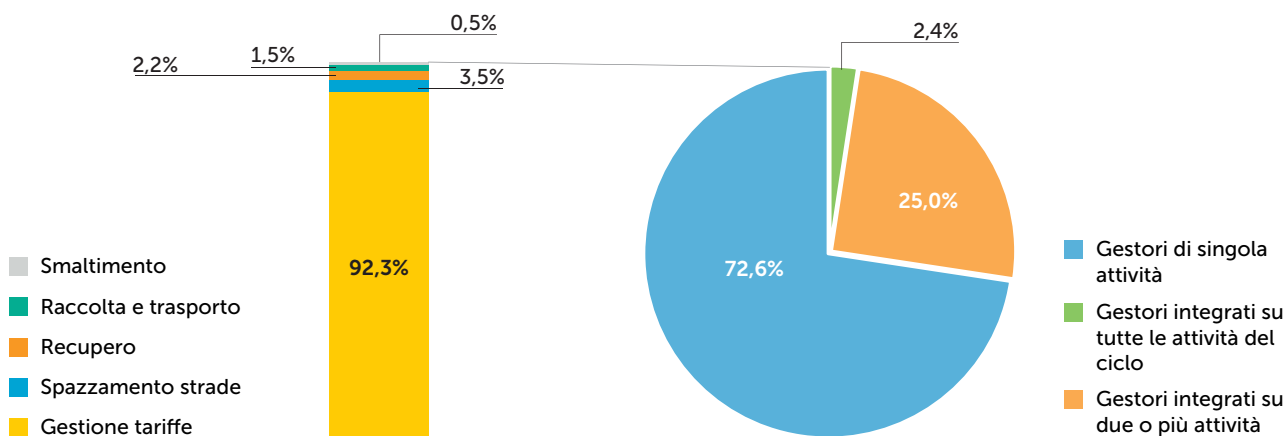


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

6 Ai sensi dell'art. 1 dell'allegato alla delibera 444/2019/R/rif, l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti comprende le operazioni di: i) accertamento e riscossione (incluse le attività di bollettazione e l'invio degli avvisi di pagamento); ii) gestione del rapporto con gli utenti (inclusa la gestione dei reclami), anche mediante sportelli dedicati o *call center*; iii) gestione della banca dati degli utenti e delle utenze, dei crediti e del contenzioso; iv) promozione di campagne ambientali; v) prevenzione della produzione di rifiuti urbani.

7 Nell'analisi non sono stati ricompresi i soggetti che svolgono due o più attività inerenti a combinazioni ritenute marginali rispetto al totale, pari al 3% 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 (2019-2020)

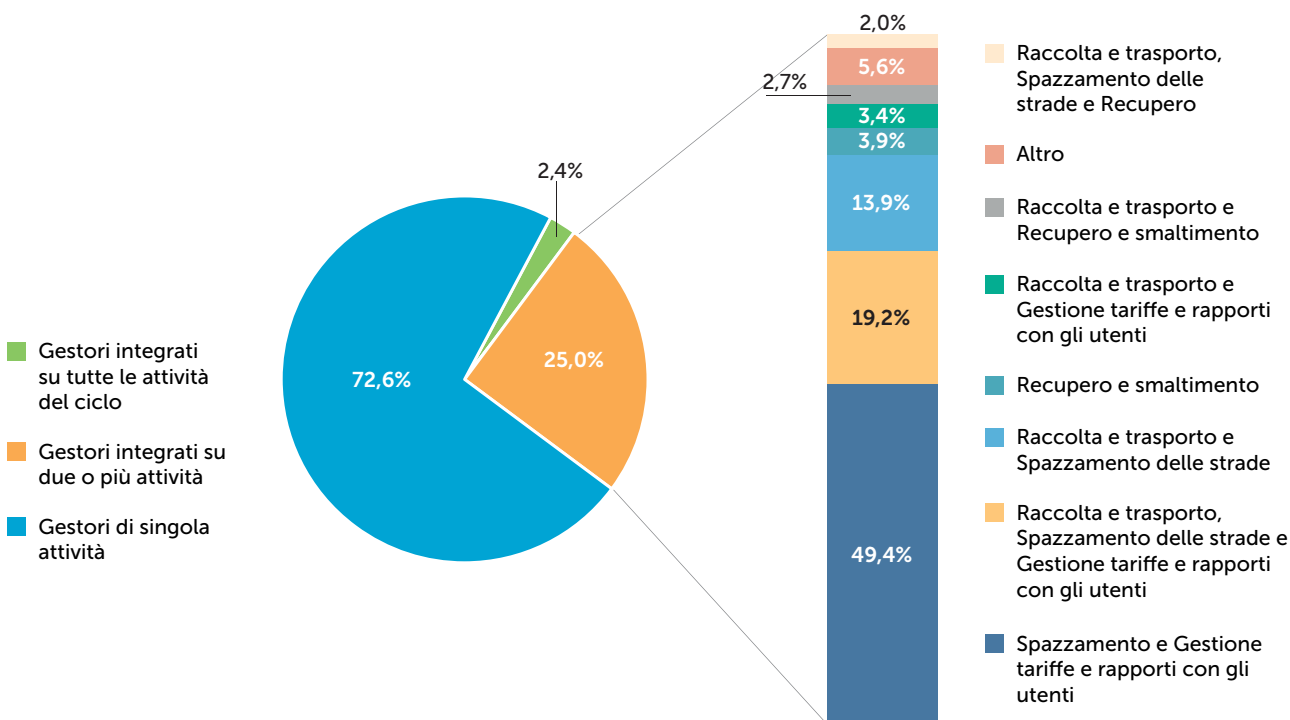


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

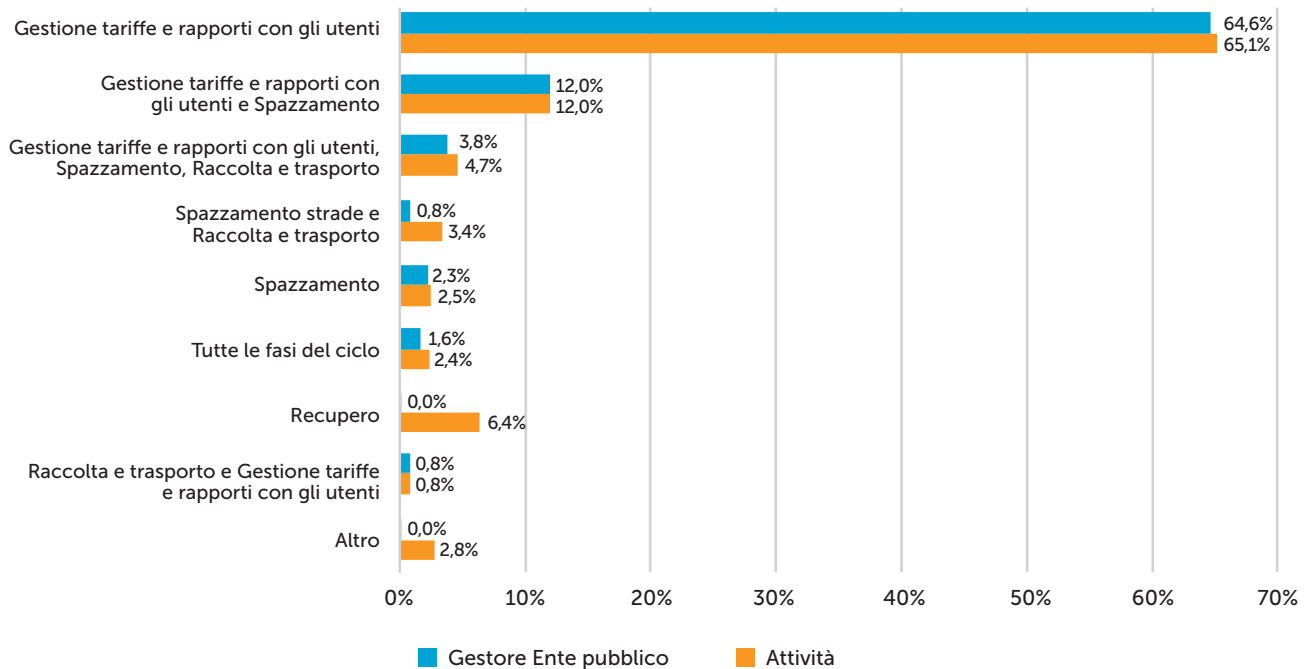
Inoltre, fra i gestori di singole attività, il maggior numero si osserva fra i soggetti che si sono accreditati per l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti (92,3%), a fronte di quello più basso riscontrato per i gestori dell'attività di smaltimento (0,5%). Relativamente ai gestori che si sono accreditati per due o più attività (Fig. 6.3), invece, la combinazione più frequente si osserva fra quelli che hanno dichiarato l'attività di spazzamento strade e di gestione tariffe e rapporti con gli utenti (49,4%), seguiti da quelli che svolgono, oltre a queste, anche l'attività di raccolta e trasporto (19,2%).

Si osserva, infine, una considerevole presenza di gestori Enti pubblici per le attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti e di spazzamento strade, sia in caso di accreditamento in Anagrafica per le singole attività, sia in caso di accreditamento per entrambe (Fig. 6.4).

FIG. 6.3 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

FIG. 6.4 Gestori Enti pubblici per attività svolta (2019-2020)


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Produzione e raccolta dei rifiuti

Nel 2018 la produzione nazionale dei rifiuti urbani è stata pari a circa 30,2 milioni, con un aumento del 2% rispetto al 2017. La crescita è ancora maggiore se si osserva il dato *pro capite*, che registra una crescita del 2,2% rispetto al 2017, pari, in termini di quantità, a poco meno di 500 chilogrammi per abitante.

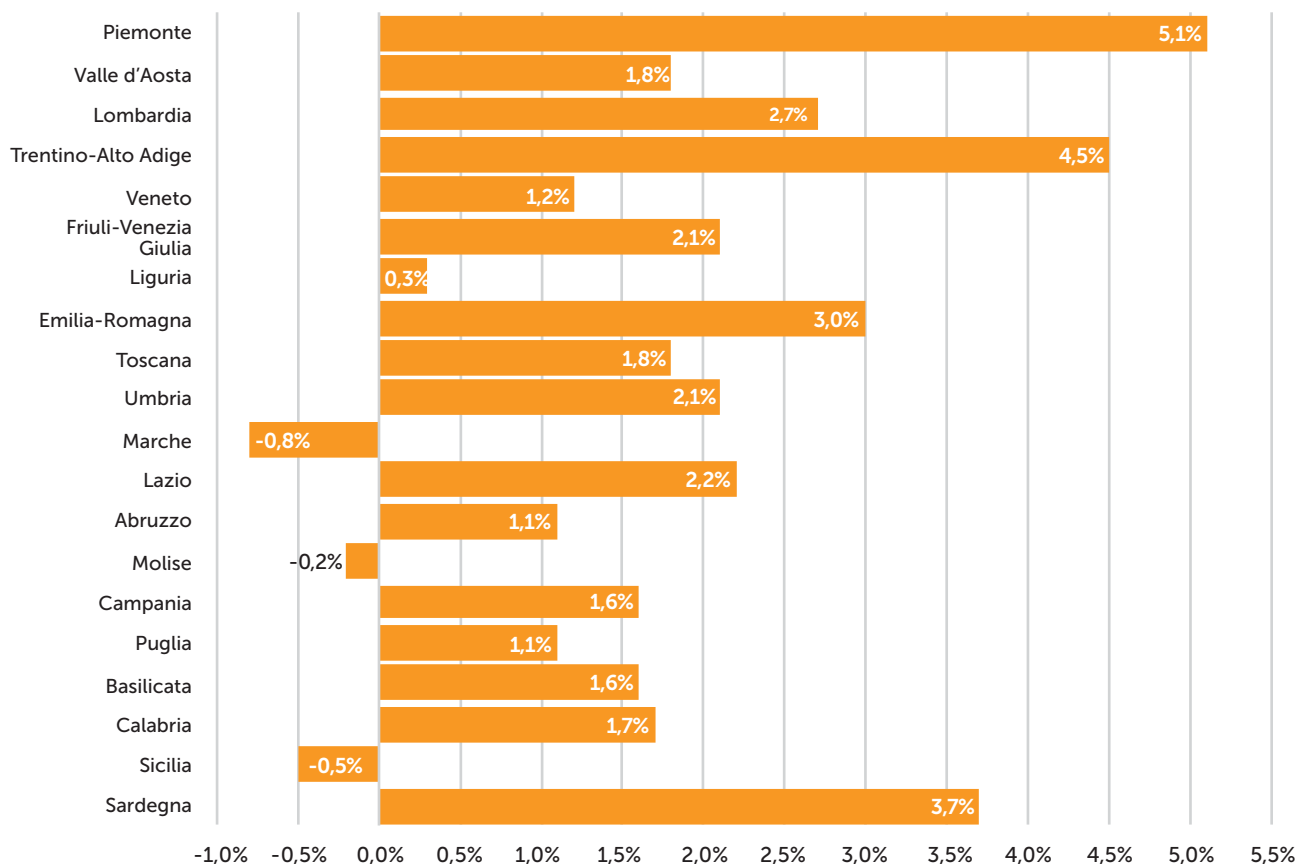
Nel 2018 si rileva, inoltre, un riallineamento della produzione dei rifiuti con l'andamento degli indicatori socio-economici (PIL, spesa per consumi finali delle famiglie residenti e non residenti), diversamente da quanto accaduto nel 2017, quando si era verificato un disallineamento della produzione di rifiuti da tali indicatori.

In particolare, la crescita della produzione di rifiuti urbani interessa tutte le regioni italiane, a eccezione di Marche, Molise e Sicilia, dove si osserva un decremento, rispettivamente, dello 0,8%, dello 0,2% e dello 0,5% rispetto al 2017 (Fig. 6.5). Le regioni che registrano, invece, la crescita maggiore sono il Piemonte, con il 5,1% in aumento rispetto al 2017, il Trentino-Alto Adige, con il 4,5%, e la Sardegna, con il 3,7%.

Si conferma, inoltre, il trend di crescita della raccolta differenziata, che si attesta, nel 2018, al 58,1% della produzione nazionale (in termini quantitativi, 17,5 milioni di tonnellate di rifiuti differenziati), con una crescita del 2,6% rispetto al 2017. In particolare, nelle regioni del Nord-Est e del Nord-Ovest si osserva il conseguimento dell'obiettivo imposto dalla normativa, con una raccolta differenziata pari, rispettivamente, al 70% e al 65,8% della produzione totale dei rifiuti urbani prodotti, mentre risultano lontani dall'obiettivo il Centro, che si attesta al 54,1%, e soprattutto il Sud e le Isole, con il 49,7% e il 38,8% di raccolta differenziata (Fig. 6.6)⁸.

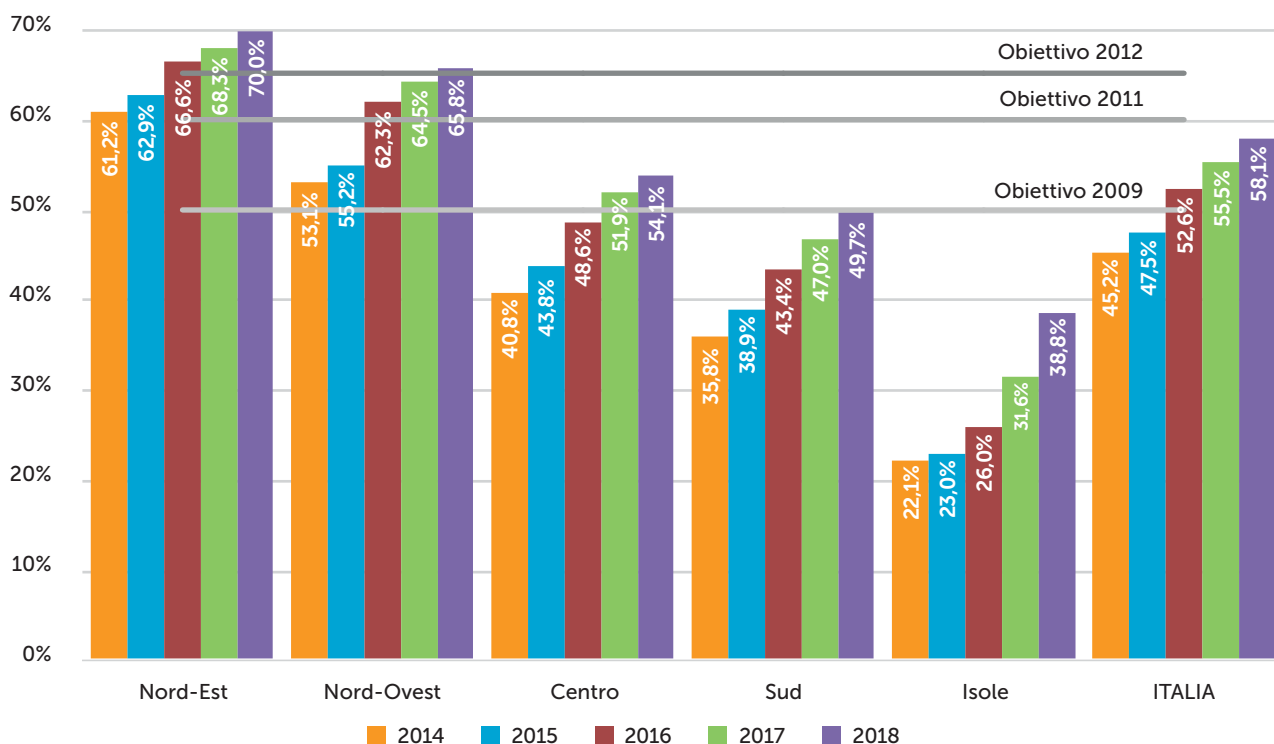
⁸ Le elaborazioni sono state effettuate considerando le seguenti aree geografiche: Nord-Est (Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Veneto ed Emilia-Romagna); Nord-Ovest (Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia e Liguria); Centro (Toscana, Marche, Umbria e Lazio); Sud (Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata e Calabria); Isole (Sardegna e Sicilia).

FIG. 6.5 Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani (2017-2018)



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2019.

FIG. 6.6 Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2014-2018)

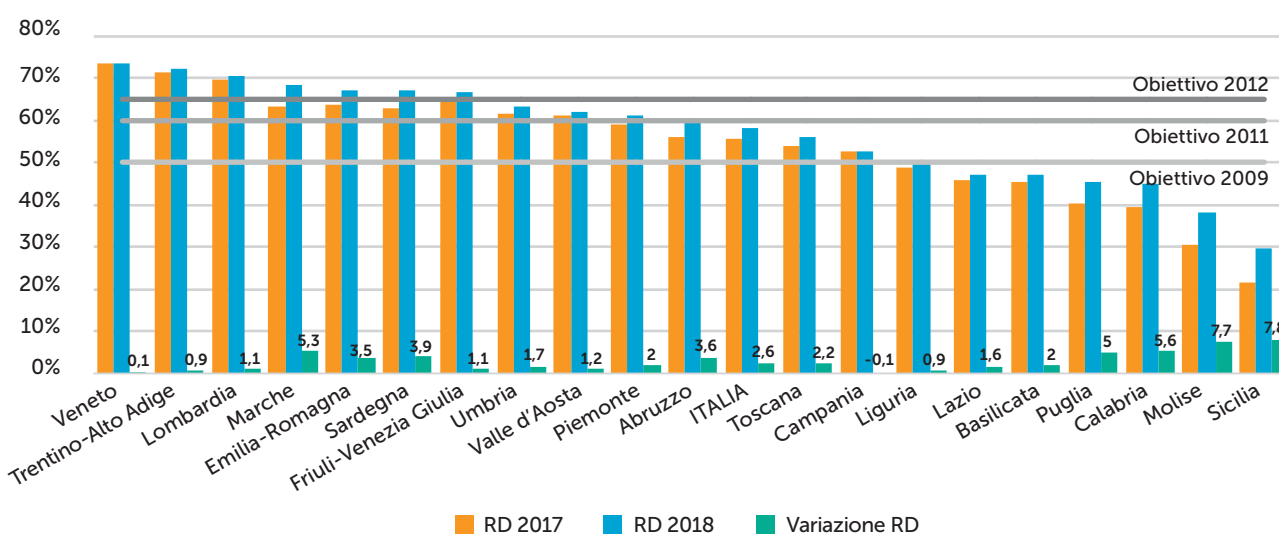


Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2019.

Rispetto al 2017, l'area geografica in cui si rileva il maggiore incremento di raccolta differenziata è quella delle Isole, con un aumento del 7,2%, seguita dal Sud, che registra una crescita del 2,7%, dal Centro, con un aumento del 2,2%, e dal Nord-Est e Nord-Ovest, con un incremento dell'1,8% e dell'1,3%.

Tuttavia, nonostante tale crescita, persiste ancora un'elevata eterogeneità del servizio a livello territoriale e regionale: vi sono, infatti, realtà che superano l'obiettivo del 65% previsto per il 2012 dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Veneto 73,8%, Trentino-Alto Adige 72,5%, Lombardia 70,7%, Marche 68,6%, Emilia-Romagna 67,3%, Sardegna 67% e Friuli-Venezia Giulia 66,6%), e realtà che, nonostante un miglioramento importante registrato nel 2018, sono ancora lontane dal raggiungimento della percentuale fissata dalla norma (Sicilia 29,5%, Molise 38,4%, Calabria 45,2%, Puglia 45,4%) (Fig. 6.7).

FIG. 6.7 *Andamento della raccolta differenziata per regioni (2017-2018)*



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2019.

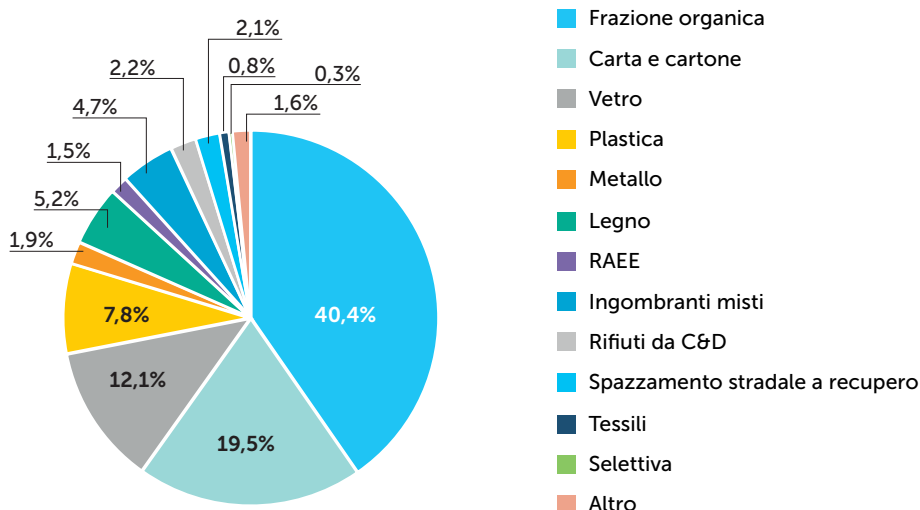
Per quanto riguarda la composizione della raccolta differenziata (Fig. 6.8), le principali frazioni risultano essere: quella organica con il 40,4% (quasi 7,1 milioni di tonnellate), la carta con il 19,5% (3,4 milioni), il vetro con il 12,1% (2,1 milioni), la plastica con il 7,8% (quasi 1,4 milioni), il legno con il 5,2% (0,9 milioni) e il metallo con l'1,9% (0,3 milioni). Riguardo alla composizione delle singole frazioni, si valuta che per la plastica e il vetro si tratti principalmente di imballaggi (rispettivamente il 94% per la plastica e l'89% per il vetro), mentre la quota di imballaggi scende significativamente per il metallo (44%), la carta e il cartone (29%) e il legno (17%).

La direttiva 2008/98/CE (c.d. direttiva quadro sui rifiuti) – recepita nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205, che ha introdotto gli obiettivi di riciclaggio all'art. 181 del decreto legislativo n. 152/2006 – prevede che, entro il 2020, la preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio di 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, debba essere pari complessivamente almeno al 50% in termini di peso. La direttiva 851/2018/UE, che modifica la predetta direttiva quadro sui rifiuti, ha innalzato i target percentuali di preparazione al riutilizzo e al riciclo dei rifiuti urbani, prolungandone l'orizzonte di riferimento al 2035. In particolare, si prevede che i nuovi obiettivi si applichino non a specifiche frazioni merceologiche, ma all'intero ammontare dei rifiuti urbani e che il target sia aumentato in peso entro il 2025 al 55%, entro il 2030 al 60% ed entro il 2035 al 65%. Sulla base delle elaborazioni fornite da ISPRA, con riferimento all'anno 2018, la percentuale

di preparazione per il riutilizzo e il riciclo si attesta al 50,8%, quindi al di sopra dell'obiettivo, mentre, considerando tutte le tipologie di rifiuto, ovvero anche quelle non destinabili a operazioni di riciclo, si raggiunge un target pari al 45,2% (Fig. 6.9). Analizzando, inoltre, l'andamento della preparazione al riutilizzo e al riciclo e quello della raccolta differenziata, si osserva come negli ultimi anni sia aumentato lo scarto fra tali valori e come lo scarto sia ancora più marcato se si considera l'andamento della preparazione al riutilizzo e al riciclo calcolato rispetto all'intero ammontare dei rifiuti urbani.

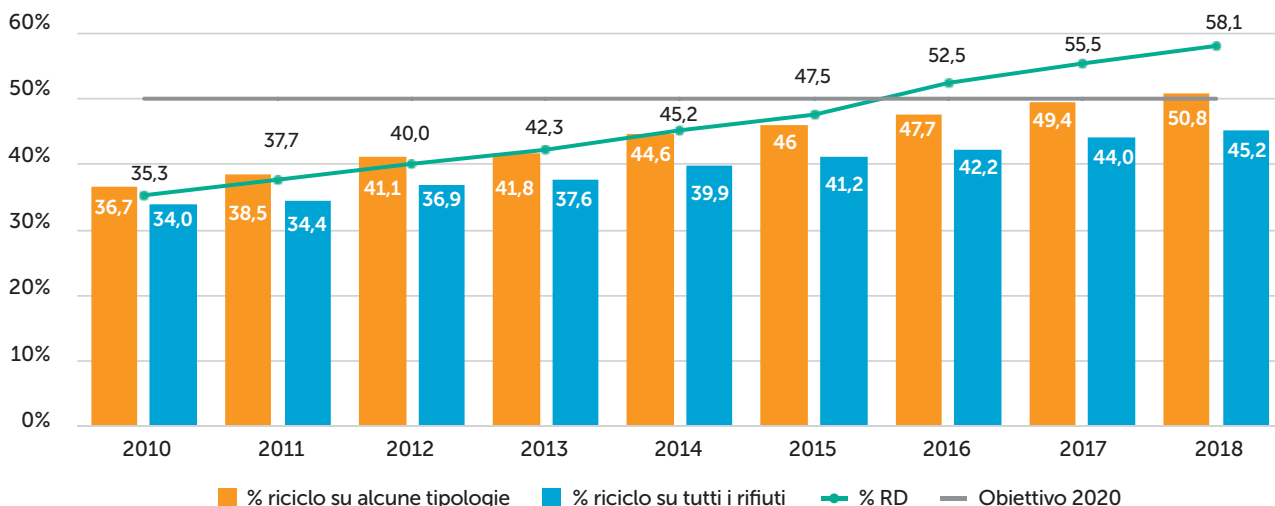
Infine, la ripartizione del quantitativo avviato a riciclo per frazione merceologica mostra che il 40,7% è costituito dalla frazione organica, il 25,8% da carta e cartone, il 16,3% dal vetro, il 5% dalla plastica e il 6,8% dal legno (Fig. 6.10).

FIG. 6.8 Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2018

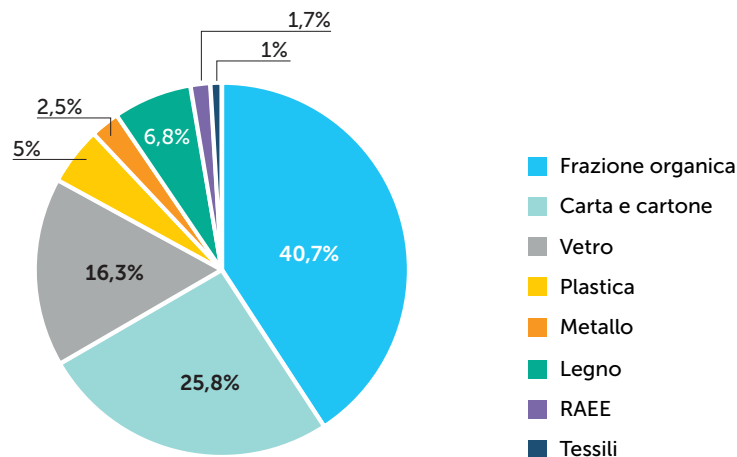


Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2019.

FIG. 6.9 Percentuali di riciclo e raccolta differenziata vs obiettivo 2020 (2010-2018)



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2019.

FIG. 6.10 Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2018

Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2019.

Impianti di trattamento

Con la delibera 27 dicembre 2018, 714/2018/R/rif, l'Autorità ha disposto l'avvio di una raccolta di dati e informazioni in materia di servizi di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati, funzionale alla definizione della regolazione in tema di tariffe e di condizioni contrattuali di accesso agli impianti di trattamento, dando priorità agli impianti di trattamento meccanico biologico, agli impianti di incenerimento e alle discariche dei rifiuti urbani e assimilati presenti sul territorio nazionale. La raccolta dati ha avuto la finalità di analizzare e monitorare le tariffe applicate dagli impianti di trattamento, allo scopo di comprenderne le dinamiche di prezzo, effettuare *benchmarking* di efficienza tra gestori e potersi avvalere dei dati economici e patrimoniali risultanti. Attraverso la raccolta (avviata con la determina 28 febbraio 2019, 1/2019 - DRIF) gli operatori hanno, infatti, fornito all'Autorità i dati tecnici, economici e patrimoniali sulla gestione degli impianti, nonché le informazioni relative alla proprietà e alla titolarità degli stessi e al titolo giuridico a fondamento della gestione. Si riporta di seguito una sintetica analisi di alcuni dei dati raccolti per tipologia di impianto. L'anno di riferimento dei dati è il 2017.

Impianti di incenerimento

Relativamente agli impianti di incenerimento sono stati raccolti i dati relativi a un *panel* di 35 impianti, rispetto al totale di 39 impianti censiti dall'ISPRA nello stesso anno di riferimento (diventati poi 38 nel 2018, a causa della chiusura dell'impianto di Colleferro, che già nel 2017 gestiva una quantità esigua di rifiuti). I 35 impianti del *panel* hanno trattato l'86% di rifiuti totali e l'84% dei rifiuti di origine urbana rispetto al totale trattato dai 39 impianti analizzati dall'ISPRA. Sono, inoltre, pervenuti all'Autorità i dati di ulteriori 4 impianti, non presenti nell'elenco degli impianti di ISPRA, che non sono stati considerati ai fini delle elaborazioni che seguono, in quanto hanno gestito quasi unicamente rifiuti speciali, risultando, perciò, trascurabili le quantità di rifiuti urbani da essi trattate.

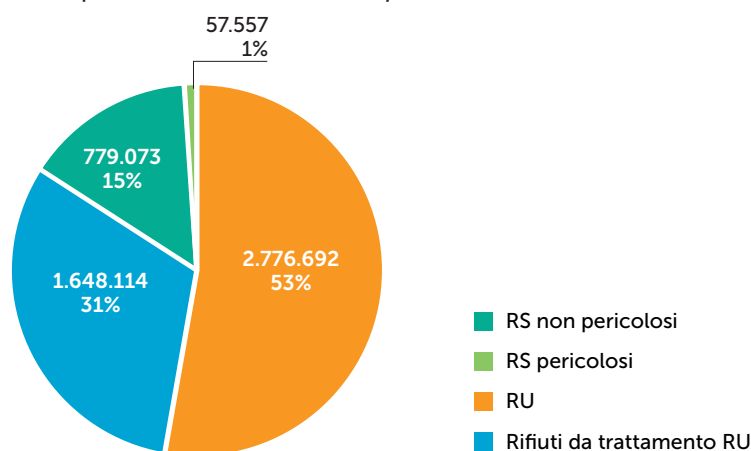
Nei 35 impianti del *panel*, sono stati inceneriti, nel 2017, 5,2 milioni di tonnellate di rifiuti, di cui il 16% di rifiuti speciali e l'84% di rifiuti urbani. Solo 2 impianti hanno ricevuto unicamente rifiuti di origine urbana, ma per la maggior

parte degli impianti la quota di rifiuti speciali risulta residuale rispetto a quella dei rifiuti urbani; mediamente negli impianti di taglia maggiore la quota di rifiuti speciali conferiti risulta più significativa.

Con riferimento alle dimensioni degli impianti, nel 2017 i primi 5 impianti hanno trattato il 45% del totale dei rifiuti inceneriti nello stesso anno in Italia e, con riferimento ai soli rifiuti urbani, hanno trattato il 48% del totale dei rifiuti urbani inceneriti.

La maggioranza degli impianti risulta di proprietà dei gestori; solo 6 impianti su 35 hanno, infatti, proprietari diversi, ovvero 2 impianti sono di proprietà pubblica, 1 è di proprietà di un Consorzio industriale provinciale e i restanti 3 sono di proprietà di società patrimoniali completamente pubbliche.

FIG. 6.11 Rifiuti inceneriti dagli impianti del panel (in tonnellate e valori percentuali)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2019 - DRIF.

TAV. 6.1 Dimensione degli impianti di incenerimento. Analisi del panel su quantità di rifiuti conferiti nel 2017 (in tonnellate)

DIMENSIONE IMPIANTI	NUMERO IMPIANTI	RIFIUTI URBANI E TRATTAMENTO	RIFIUTI SPECIALI	TOTALE
da 30.000 a 70.000	8	331.046,10	43.928,20	374.974,30
da 70.001 a 100.000	10	668.236,20	126.551,00	794.787,20
da 100.001 a 200.000	11	1.259.013,70	356.303,00	1.615.316,70
oltre 200.001	6	2.166.510,00	309.847,20	2.476.357,20
TOTALE COMPLESSIVO	35	4.424.806,00	836.629,40	5.261.435,40

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2019 - DRIF.

Relativamente ai gestori, 9 impianti sono guidati da aziende che gestiscono un unico impianto, 19 da gestori che amministrano più impianti e 7 da gestori integrati che gestiscono anche le altre fasi della filiera sul territorio.

Dal punto di vista impiantistico, la tecnologia di combustione prevalente nel *panel* è il forno a griglia, mentre solamente 6 impianti dispongono di un forno a letto fluido e in un solo caso il forno è a tamburo rotante. La quasi totalità delle attività svolte negli impianti è classificata, ai sensi del decreto legislativo n. 152/2006, come R1, ovvero come operazioni di recupero (utilizzo principale come combustibile o altro mezzo per produrre energia) e solo 3 impianti sono classificati in classe D10, vale a dire come impianti che svolgono operazioni di smaltimento con incenerimento a terra.

Il quantitativo complessivamente conferito, con riferimento alla sola parte di rifiuti di origine urbana, deriva per il 65% dal sistema di raccolta, mentre solo per il 35% da impianti di trattamento.

In relazione alla formazione dei prezzi di conferimento dei rifiuti di origine urbana, si evidenzia che nella gran parte del territorio nazionale sono definite tariffe amministrative a livello regionale o dall'ente di governo dell'ambito di competenza dell'impianto, anche se nel Nord del Paese, e in particolare in Lombardia – dove, peraltro, si trova la maggior parte degli impianti di incenerimento –, le tariffe sono definite dal gestore dell'impianto.

Il prezzo di conferimento dichiarato dai gestori del *panel* è estremamente variabile da impianto a impianto e viene indicato da un minimo di 66 €/tonnellata a un massimo di 193 €/tonnellata; il prezzo medio della totalità degli impianti del *panel* è, dunque, di 100 €/tonnellata. Va, tuttavia, evidenziato che i prezzi dei singoli impianti non sono direttamente confrontabili, anche per la presenza di specifiche componenti aggiuntive incluse nel prezzo finale, quali, per esempio, il contributo aggiuntivo per rifiuti urbani extraregionali che viene applicato in alcuni impianti (in particolare in Lombardia, con un valore dichiarato di 20 €/tonnellata) e i contributi ambientali diffusamente applicati a livello nazionale, con valori variabili da 2 a 20 €/tonnellata. In alcuni casi sono compresi nel prezzo di conferimento ulteriori contributi definiti sulla base di accordi specifici con gli enti locali e/o ulteriori contributi definiti a livello regionale.

L'analisi dei ricavi derivanti dall'attività degli impianti del *panel* mostra che oltre il 60% dei ricavi totali deriva dalla vendita di energia elettrica e di energia termica prodotte dalla combustione del rifiuto; in particolare, la vendita di energia elettrica rappresenta quasi il 50% dei ricavi complessivi degli impianti esaminati. Le altre voci di ricavo sono principalmente costituite dagli incentivi da fonti rinnovabili, che rappresentano circa il 10% del totale, e dai ricavi derivanti dal trattamento dei rifiuti, che costituiscono il 25% del totale. Di questi ultimi, il 18% è relativo al trattamento dei rifiuti indifferenziati urbani e assimilati di origine regionale.

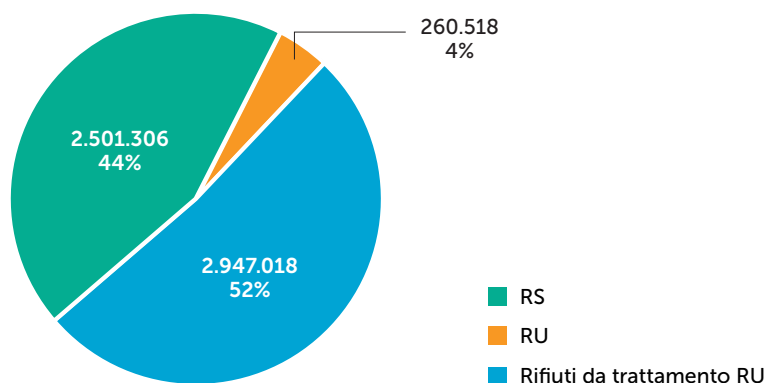
Per quanto concerne i costi, la voce costi per servizi (B7) rappresenta mediamente oltre il 50% dei costi della produzione degli impianti, mentre le altre voci prevalenti sono il costo del personale (B9) (pari al 17% del totale) e i costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci (B6), che raggiungono il 13% del totale. La quasi totalità dei costi per servizi è riconducibile al costo per lo smaltimento di residui derivanti dall'attività di smaltimento (46% della voce B7) e al costo per manutenzioni e riparazioni (39% della voce B7), mentre l'acquisto dei reagenti per la depurazione dei fumi pesa per il 43% sul totale dei costi per materie prime (B6). Altre componenti significative di costo sono la fornitura di gas (26% della voce B6), la fornitura di energia elettrica (15% della voce B6) e il prelievo di acqua (8% della voce B6).

Discariche

Con riferimento alle discariche, sono stati raccolti i dati relativi a 74 impianti. Tuttavia, si tenga presente che, ai fini dell'analisi, sono state effettuate alcune opportune esclusioni: in particolare, i dati relativi a 11 impianti non sono stati considerati in quanto o si trattava di infrastrutture in gestione *post mortem* o perché avevano ricevuto nel 2017 unicamente rifiuti speciali, mentre ulteriori 4 impianti non sono stati considerati a causa dell'incompletezza delle informazioni fornite.

Si ricorda che il totale delle discariche censite sul territorio nazionale da ISPRA nell'anno 2017 è pari a 123, con 10,8 milioni di tonnellate di rifiuti trattati, di cui 6,9 milioni di tonnellate di rifiuti di origine urbana. I 59 impianti considerati nel *panel* della raccolta dati hanno gestito complessivamente, nel 2017, 5,7 milioni di tonnellate di rifiuti, di cui 3,2 milioni di tonnellate di rifiuti di origine urbana.

FIG. 6.12 Rifiuti conferiti nelle discariche del panel (in tonnellate e valori percentuali)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2019 - DRIF.

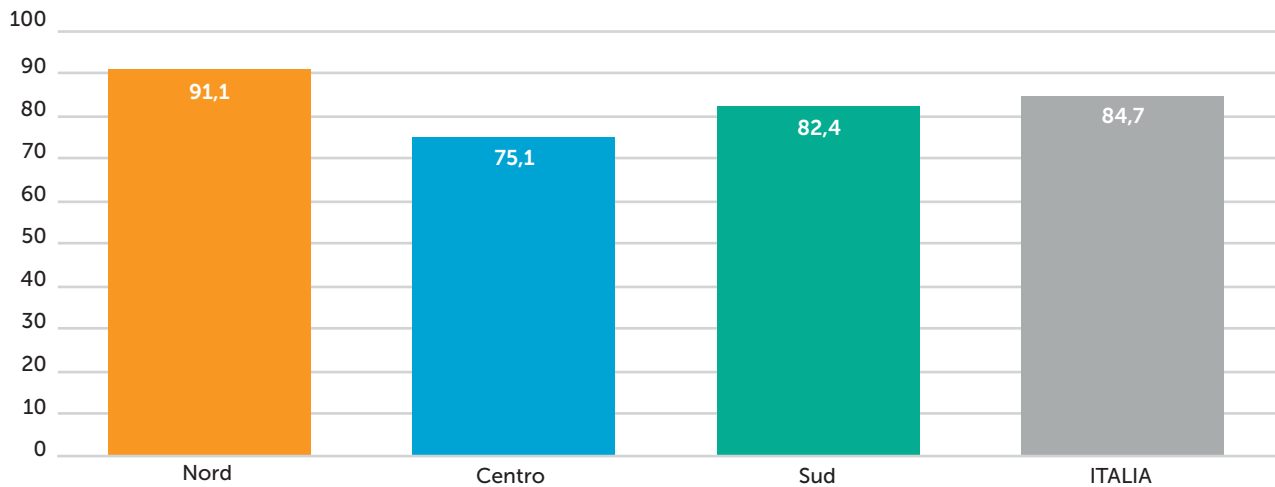
Sotto il profilo della proprietà degli impianti, per circa il 75% delle discariche il gestore coincide con il proprietario dell'infrastruttura.

Con riferimento alla modalità di formazione dei prezzi di conferimento dei rifiuti di origine urbana, si rileva una situazione fortemente disomogenea: in alcune aree del Paese sono applicate tariffe amministrative che vengono definite a livello regionale o dall'ente di governo dell'ambito, contestualmente all'applicazione diffusa di tariffe non amministrative, in funzione della frazione merceologica.

Il prezzo di conferimento dichiarato dai gestori presenta un'estrema variabilità, con un valore minimo di 9 €/tonnellata fino a un valore massimo di 187 €/tonnellata e un prezzo medio di conferimento della totalità degli impianti del *panel* che si attesta intorno a 85 €/tonnellata. Si sottolinea, in ogni caso, che i prezzi dei singoli impianti non sono direttamente confrontabili, anche per la presenza di specifiche componenti contenute nel prezzo finale, quali, a titolo esemplificativo:

- il tributo speciale in discarica, diffusamente applicato, che con riferimento al *panel* assume valori da 1 a 25,8 €/tonnellata;
- il contributo ambientale, che assume valori da 1 a 59 €/tonnellata;
- altri contributi di diversa natura, applicati in alcuni impianti, che variano da 1 a 7,5 €/tonnellata.

Solo in un impianto è stata esplicitata dal gestore l'applicazione di un contributo aggiuntivo per rifiuti urbani extraregionali, anche se dall'analisi dei dati si evince che il prezzo medio applicato ai rifiuti urbani di origine extraregionale risulta mediamente più alto del prezzo applicato alla stessa tipologia di rifiuti di origine regionale in quasi tutti gli impianti. A livello territoriale si registra un prezzo medio di conferimento di 91,1 €/tonnellata al Nord, 75,1 €/tonnellata al Centro e 82,4 €/tonnellata al Sud.

FIG. 6.13 Prezzi medi di conferimento agli impianti di discarica per macro-area (in €/tonnellata)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2019 - DRIF.

L'analisi dei ricavi derivanti dall'attività degli impianti del *panel* mostra che il 95% dei ricavi delle vendite e delle prestazioni deriva dal trattamento dei rifiuti, mentre i ricavi provenienti dalla vendita di biogas e biometano e dalla vendita di energia elettrica rappresentano una quota non rilevante, pari a meno del 5%. Tale dato medio, tuttavia, è riconducibile al fatto che solo alcuni impianti del *panel* svolgono direttamente le attività di vendita di biogas e biometano e di energia elettrica.

Negli impianti che svolgono direttamente l'attività di vendita, il peso della voce ricavi da vendita di biogas e biometano sui ricavi totali può rappresentare una percentuale estremamente variabile, che va dall'1% al 45%, dato presumibilmente influenzato dal livello di operatività dell'impianto e dalla disponibilità ad accogliere i rifiuti. Analoghe considerazioni valgono per i ricavi dalla vendita di energia elettrica, che pesano, negli impianti del *panel* che la valorizzano, per un intervallo variabile dal 2% al 27%.

Con riferimento ai ricavi derivanti dal trattamento dei rifiuti, si evidenzia che una percentuale pari a circa il 38% deriva dal trattamento dei rifiuti indifferenziati urbani e assimilati di origine regionale, mentre la quota di ricavi derivante dal conferimento dei rifiuti indifferenziati extraregionali è pari solamente al 2%. Una percentuale significativa, il 25% dei ricavi totali, proviene dal trattamento dei rifiuti differenziati urbani e assimilati di origine regionale, mentre non vengono trattati dagli impianti del *panel* considerati rifiuti differenziati urbani extraregionali. Infine, i ricavi derivanti dal trattamento dei rifiuti speciali costituiscono il 31% del totale.

La voce principale dei costi totali della produzione è rappresentata dai costi per servizi (B7), che raggiunge circa il 38% del totale, ed è significativa, se paragonata agli impianti di incenerimento, la voce di costo per godimento beni di terzi (B8), pari mediamente all'11%. Con riferimento alle altre voci di costo, si rileva che il costo del personale (B9) rappresenta il 12% del totale, mentre i costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci (B6) costituiscono solo il 6%. Il peso esiguo delle ultime due voci, insieme al significativo valore della voce dei costi per servizi, mostra un consistente ricorso all'*outsourcing* nella gestione di questa tipologia di impianti.

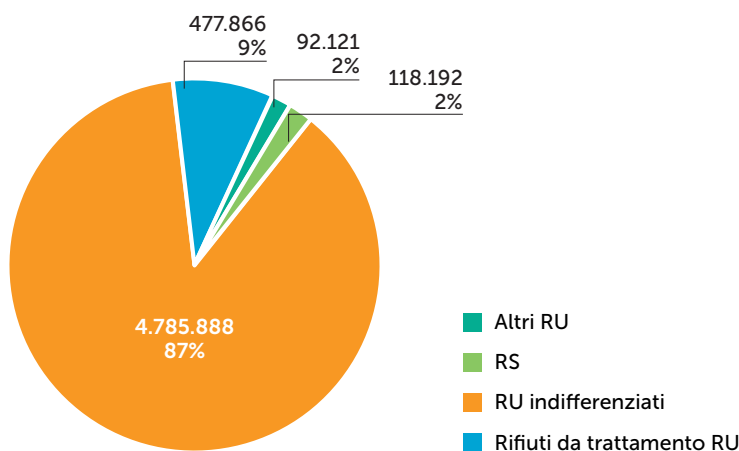
Relativamente ai costi per servizi (B7), la voce preponderante è quella relativa allo smaltimento di residui vari derivanti dall'attività di smaltimento (42%); hanno un peso significativo anche le manutenzioni e le riparazioni (21%) e la gestione dei mezzi (5%); altre voci di costo non trascurabili sono quelle relative alla sorveglianza ambientale

e alle analisi di laboratorio (9%) e alle consulenze (8%). I canoni di *leasing* rappresentano, invece, solo l'1% del costo totale per servizi, mentre guardiania, vigilanza e accettazione all'impianto pesano per il 3% e il servizio di depurazione dei reflui scaricati in pubblica fognatura per il 2%. Per quanto riguarda, infine, i costi per le materie prime (B6), la voce preponderante è quella relativa all'acquisto dei carburanti, pari a oltre il 50% del totale, mentre un ulteriore 30% è rappresentato dalla terra e dai materiali da copertura e dall'acquisto di materiale inerte.

Impianti di trattamento meccanico biologico

Per quanto riguarda gli impianti di trattamento meccanico biologico (TMB), sono stati raccolti i dati relativi a 80 impianti, 10 dei quali non inclusi nel censimento dell'ISPRA, che per l'anno 2017 indicava complessivamente un numero di 130 impianti attivi. Anche per questo comparto impiantistico, ai fini delle analisi, sono stati esclusi alcuni impianti, in quanto o non classificabili effettivamente come TMB o perché le informazioni fornite erano parziali. I 70 impianti di TMB del *panel* che sono inclusi anche nell'elenco dell'ISPRA hanno ricevuto complessivamente 5,4 milioni di tonnellate di rifiuti (il 50% del totale trattato dai 130 impianti censiti dall'Istituto), di cui il 98% di rifiuti di origine urbana e solo il 2% di rifiuti speciali. Il maggiore apporto di rifiuti, coerentemente con la tipologia di impianto, è dato dai rifiuti indifferenziati, che rappresentano l'87% del totale.

FIG. 6.14 Rifiuti conferiti negli impianti di trattamento meccanico biologico del panel (in tonnellate e valori percentuali)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2019 - DRIF.

Con riferimento alla proprietà degli impianti, si rileva che la maggior parte è di proprietà pubblica, comunale o regionale, o di società a capitale pubblico, specialmente nel Sud del Paese.

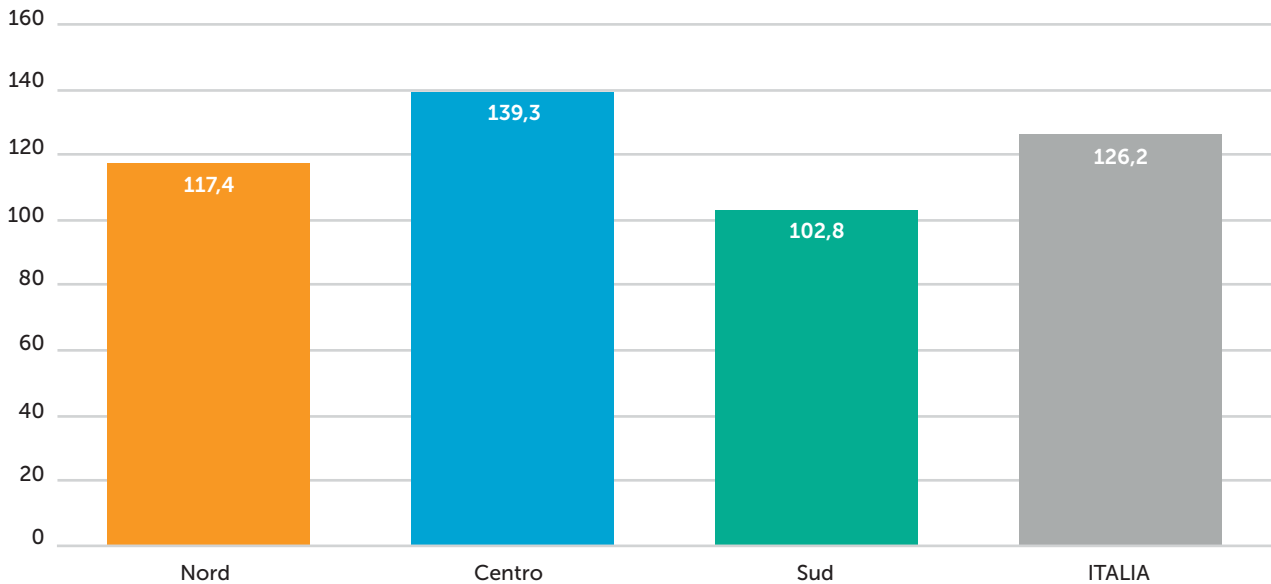
Il prezzo di conferimento dichiarato dai gestori presenta una significativa variabilità e va da un valore minimo di 27 €/tonnellata a un valore massimo di 169 €/tonnellata; il prezzo medio di conferimento degli impianti del *panel* si attesta, quindi, intorno a 126 €/tonnellata. Analogamente a quanto visto in precedenza per i prezzi delle altre tipologie di impianti, i prezzi dei singoli impianti non sono facilmente confrontabili, anche per la presenza di specifiche componenti aggiuntive incluse nel prezzo. In particolare, nel prezzo di conferimento si è riscontrata la presenza delle seguenti voci:

- il contributo aggiuntivo per rifiuti urbani extraregionali, evidenziato nelle tariffe di 2 impianti del *panel* (pari a 20 €/tonnellata e 14,2 €/tonnellata);

- il contributo ambientale, applicato da 20 impianti, che assume valori compresi tra 0,5 e 17,5 €/tonnellata;
- il tributo speciale in discarica, applicato da 13 impianti, che assume valori da 1 a 25,8 €/tonnellata;
- altri contributi di varia natura, applicati in 4 impianti, con valori sempre inferiori a 2 €/tonnellata.

A livello territoriale, si registra un prezzo medio di conferimento di 117,4 €/tonnellata al Nord, 139,3 €/tonnellata al Centro e 102,8 €/tonnellata al Sud.

FIG. 6.15 *Prezzi medi di conferimento agli impianti di trattamento meccanico biologico, per macro-area (in €/tonnellata)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 1/2019 - DRIF.

L'analisi dei ricavi degli impianti del *panel* mostra che il 99% dei ricavi dalle vendite e delle prestazioni deriva dal trattamento dei rifiuti e solo l'1% del totale è rappresentato dai ricavi derivanti da recupero dei rifiuti. Con riferimento alla prima voce, l'87% di tali ricavi proviene in media dal trattamento dei rifiuti indifferenziati urbani e assimilati, e di questi l'80% è di origine regionale, mentre il 7% di origine extraregionale. Una percentuale esigua, il 7% dei ricavi totali, deriva dal trattamento dei rifiuti differenziati urbani e assimilati di origine regionale (5%) ed extraregionale (2%). Infine, i ricavi derivanti dal trattamento dei rifiuti speciali raggiungono solo il 5% del totale.

Analogamente a quanto evidenziato per gli impianti di discarica, anche nel caso dei TMB la voce principale dei costi totali della produzione è rappresentata dai costi per servizi (B7), pari al 67% del totale. Meno significativa, invece, è la voce di costo per godimento di beni di terzi (B8), pari mediamente al 2%, mentre il costo del personale (B9) copre il 12% del totale. I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci (B6) costituiscono, infine, il 9% del totale. Anche in questo caso, la composizione dei costi mostra un diffuso ricorso all'*outsourcing* per la tipologia di impianti in esame.

In particolare, nei costi per servizi (B7), il 77% è rappresentato dal costo per lo smaltimento di residui derivanti dall'attività di smaltimento, ovvero per il successivo conferimento del rifiuto trattato ad altri impianti. Un ulteriore 11% della voce B7 è destinato alle manutenzioni e alle riparazioni; infine, per quanto riguarda i costi per materie prime (B6), la quasi totalità (97%) è destinata all'acquisto di energia elettrica (80%) e all'acquisto di carburante (17%).

Qualità contrattuale

Con la delibera 5 aprile 2018, 226/2018/R/rif, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di regolazione della qualità nel ciclo dei rifiuti urbani, in attuazione di quanto disposto dall'art. 1, comma 527, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 (c.d. legge di bilancio 2018), che assegna all'Autorità competenze in materia di "definizione dei livelli di qualità dei servizi, sentiti le Regioni, i gestori e le associazioni dei consumatori, nonché la vigilanza sulle modalità dei servizi" (comma 527, lettera b) e "diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dell'utenza" (comma 527, lettera c). Nell'ambito del menzionato provvedimento, con la determina 10 ottobre 2019, 3/DRIF/2019, l'Autorità ha dato avvio a una raccolta dati finalizzata all'acquisizione di informazioni in materia di qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani da parte dei soggetti che al 31 dicembre 2018 svolgevano l'attività di raccolta e trasporto e/o spazzamento delle strade. Inoltre, con la successiva determina 18 dicembre 2019, 4/DRIF/2019, è stata aperta una seconda raccolta dati rivolta ai soggetti che al 31 dicembre 2018 effettuavano l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti, in quanto non espressamente ricompresi tra i soggetti interessati dagli obblighi della precedente determina. Nella maggioranza dei casi tale attività viene svolta dai Comuni, quale unica attività del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani.

Nello specifico, nell'ambito delle citate raccolte dati, relative all'anno solare 2018 e concluse ad aprile 2020, sono stati richiesti ai soggetti interessati, ivi inclusi i Comuni che gestiscono le attività in economia, per ogni singola gestione⁹, informazioni e dati, al fine di:

- individuare gli indicatori e gli standard di qualità garantiti dagli operatori agli utenti e verificare le relative modalità di applicazione, inclusa la gestione dei casi di mancato rispetto degli standard per cause imputabili al gestore;
- verificare la diffusione delle Carte della qualità del servizio;
- individuare eventuali relazioni tra il modello di organizzazione del servizio e la qualità effettivamente erogata dal gestore;
- verificare la diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi.

Sulla base dei dati acquisiti, l'Autorità effettuerà le valutazioni necessarie per regolare la qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, previa consultazione di tutti i soggetti interessati, identificando possibili aree di omogeneizzazione ed efficientamento degli standard attualmente vigenti, al fine di facilitare l'adozione di standard qualitativi obbligatori e omogenei sul territorio nazionale.

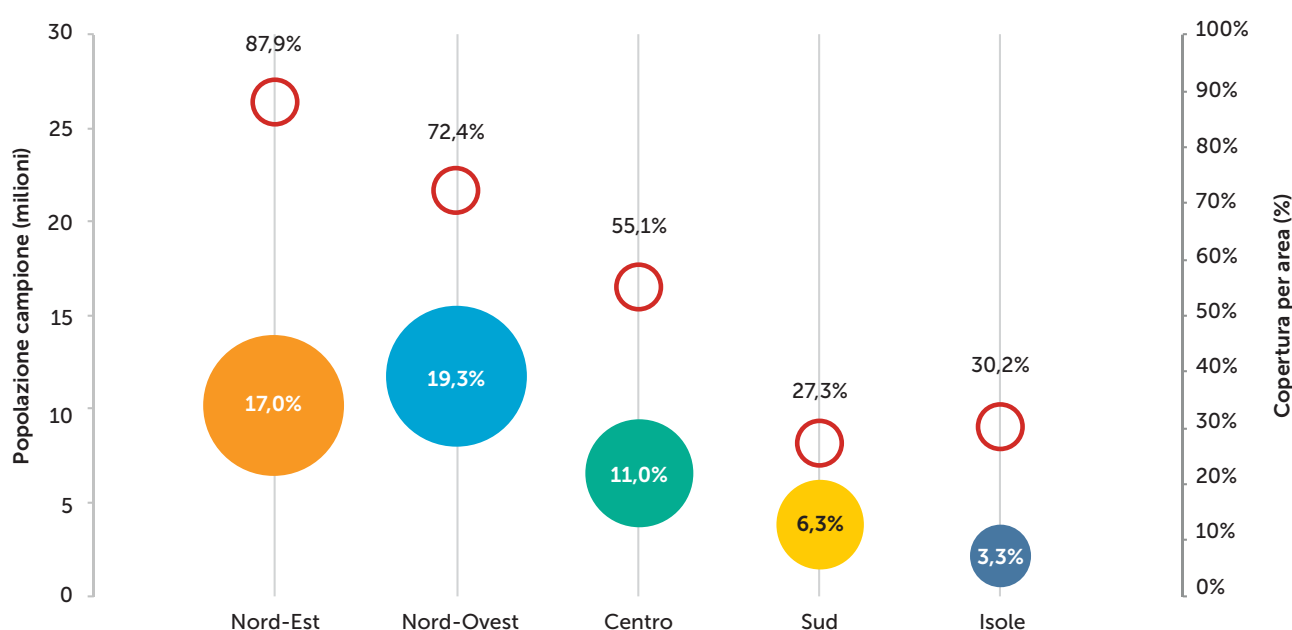
Le evidenze presentate nei successivi paragrafi fanno riferimento ai dati trasmessi dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019¹⁰. Non è stato possibile analizzare, invece, ai fini della presente *Relazione Annuale*, i dati acquisiti con la raccolta di cui alla determina 4/DRIF/2019, in considerazione del differimento dei termini di chiusura al 30 aprile 2020.

⁹ Per gestione, ai fini delle raccolte dati, si intende l'ambito territoriale del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, ovvero dei singoli servizi che lo compongono, oggetto del singolo affidamento o di gestione in economia.

¹⁰ Le risultanze presentate nella presente *Relazione Annuale* si basano sui dati trasmessi entro il 27 marzo 2020.

L'analisi è stata condotta su un *panel* di circa 2.000 gestioni e più di 700 operatori, che erogavano il servizio al 57% della popolazione nazionale¹¹ (circa 34 milioni di abitanti). Nella figura 6.16 viene illustrata la rappresentatività del *panel* per area geografica rispetto alla popolazione nazionale: le gestioni localizzate nel Nord Italia coprono oltre il 36% della popolazione nazionale, mentre il Sud Italia (comprese le Isole) raggiunge appena il 10%. Dal confronto tra la distribuzione geografica della popolazione del campione e la popolazione residente nelle diverse aree geografiche del Paese si evince che il Nord-Est e il Nord-Ovest sono le aree maggiormente rappresentate, con percentuali pari, rispettivamente, all'88% e al 72%; il Centro si attesta intorno al 55%, mentre il Sud e le Isole non superano il 30%. Tali dati, nel seguito illustrati, rilevano la maggiore partecipazione alla raccolta dati da parte degli operatori che effettuano le attività di raccolta e trasporto e/o spazzamento delle strade nelle aree più mature del Paese, in termini di organizzazione del servizio e di dotazioni infrastrutturali.

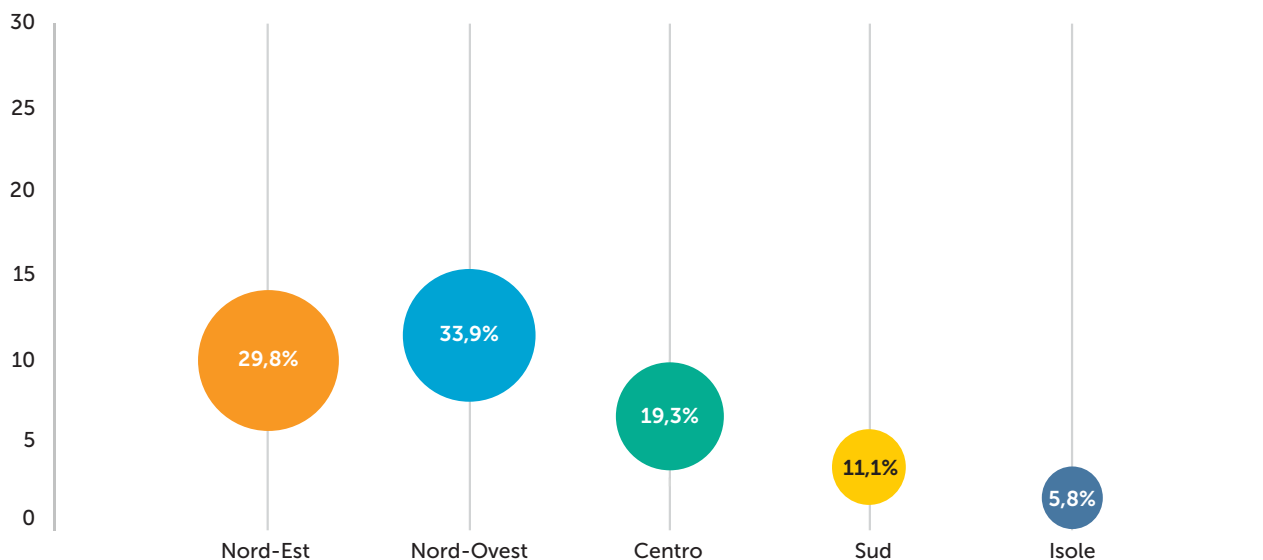
FIG. 6.16 Copertura del panel vs popolazione nazionale e popolazione per area geografica



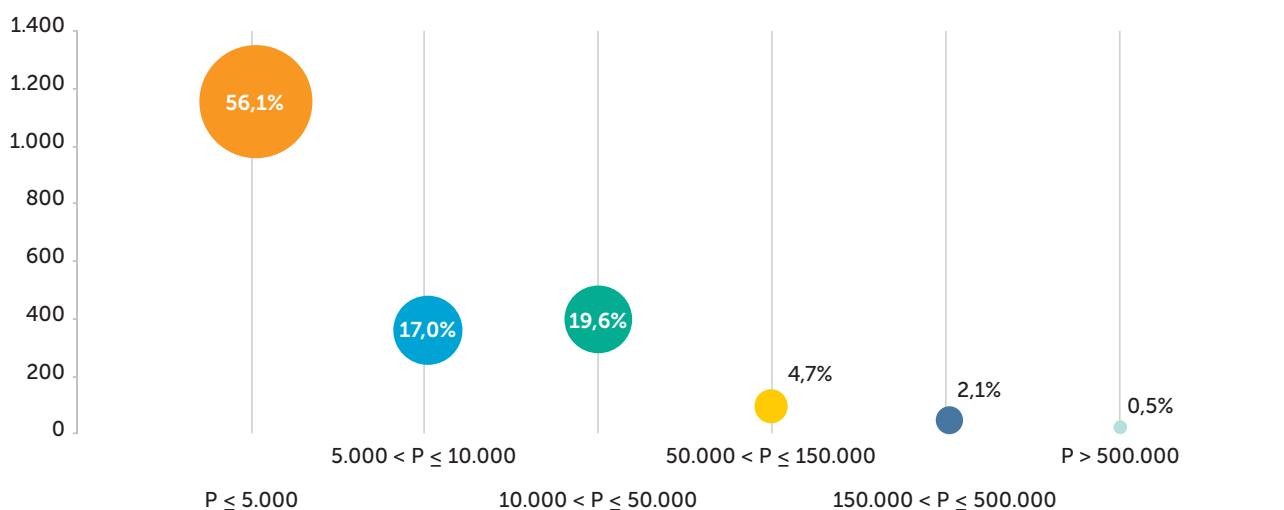
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

La composizione del *panel* per area geografica conferma lo sbilanciamento tra Nord e Sud; le gestioni del Nord configurate nella raccolta rappresentano, infatti, circa il 64% della popolazione del campione, mentre quelle del Sud coprono solo il 17% (Fig. 6.17).

¹¹ Nel presente paragrafo, i dati inerenti alla popolazione nazionale si riferiscono all'anno solare 2018.

FIG. 6.17 Composizione della popolazione del panel per area geografica (popolazione campione in milioni)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

FIG. 6.18 Composizione del panel per classe dimensionale della gestione (numero di gestioni)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

Dalla distribuzione del campione per classe dimensionale (Fig. 6.18), si rileva che in meno del 3% delle gestioni del *panel* risiede oltre il 48% della popolazione. Si tratta di 54 gestioni di elevate dimensioni (> 150.000 abitanti), in generale afferenti alle città metropolitane o a bacini di affidamento provinciali. Diversamente, nelle gestioni più piccole (≤ 5.000 abitanti), nonostante siano numerose (56% del *panel*), risiede meno del 6% della popolazione del campione.

Inoltre, la stratificazione delle gestioni per classe dimensionale e area geografica (Tav. 6.2) ha evidenziato che circa il 70% degli ambiti di piccole dimensioni (≤ 5.000 abitanti) è localizzato nel Nord Italia. Con riferimento

alle gestioni con più di 150.000 abitanti, il 91% del campione è concentrato nel Centro-Nord del Paese. Il *panel* relativo al Sud (comprese le Isole), invece, si compone prevalentemente di ambiti di piccole e medie dimensioni (fino a 50.000 abitanti).

TAV. 6.2 Ripartizione delle gestioni del panel per classe dimensionale e area geografica

CLASSI DI POPOLAZIONE RESIDENTE	NORD-EST	NORD-OVEST	CENTRO	SUD	ISOLE	TOTALE
P ≤ 5.000	255	545	174	160	17	1.151
5.000 < P ≤ 10.000	91	176	53	15	13	348
10.000 < P ≤ 50.000	98	147	107	30	19	401
50.000 < P ≤ 150.000	12	41	23	17	4	97
150.000 < P ≤ 500.000	22	6	13	1	2	44
P > 500.000	2	3	3	1	1	10

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

Una delle principali caratteristiche del settore dei rifiuti urbani è l'elevata frammentazione del servizio. Non risultano marginali, infatti, i casi in cui le attività ricomprese nel ciclo dei rifiuti urbani, così come individuate nel metodo tariffario dell'Autorità¹², sono svolte da soggetti diversi. Ne consegue che in uno stesso Comune operano più gestori, uno, per esempio, che effettua la raccolta e il trasporto e l'altro lo spazzamento delle strade. In alcuni casi si assiste perfino allo spaccettamento delle singole attività. Al riguardo, si rileva che per l'attività di spazzamento non è raro il ricorso alla ripartizione delle singole operazioni tra il Comune, che tipicamente effettua lo svuotamento dei cestini e/o lo spazzamento manuale, e il gestore della raccolta o un ulteriore soggetto terzo, a cui vengono affidate le operazioni che richiedono l'utilizzo di particolari macchinari, come lo spazzamento meccanizzato. Per la raccolta, non sono trascurabili i casi in cui i Comuni si occupano, con personale e mezzi propri, della gestione dei centri di raccolta, esternalizzando il resto dell'attività.

Riguardo all'estensione territoriale dell'affidamento, si rileva che oltre 1.700 gestioni sono composte da un solo Comune. Le gestioni composte da più di 10 Comuni sono meno di 100, ma rappresentano il 24% della popolazione nazionale (42% della popolazione del campione).

La modalità prevalente di gestione del servizio di raccolta e trasporto e/o spazzamento delle strade risulta la gestione *in house* (38% delle gestioni del *panel*), seguita dall'affidamento mediante gara (28%) e dalla gestione in economia (16%).

Dalla raccolta dati emerge una significativa disomogeneità tra le diverse aree del Paese in termini di prestazioni garantite dal gestore all'utente. Più nel dettaglio, nelle zone del Nord-Ovest e del Nord-Est si registra una maggiore diffusione di standard di qualità del servizio rispetto al resto d'Italia. Tuttavia, il Sud, sulla base dei dati acquisiti, risulta *compliant* con il resto del Paese relativamente all'attivazione di punti di contatto con gli utenti (servizio telefonico e sportello fisico) e all'adozione di procedure per la gestione dei reclami.

¹² Art. 1 dell'allegato alla delibera 443/2019/R/rif.

In generale, si evidenziano:

- la discreta diffusione della Carta della qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, pubblicata sul sito internet del gestore nella maggioranza dei casi in cui risulta disponibile;
- l'esigua adozione di standard di qualità contrattuale, fatta eccezione per gli standard inerenti alla gestione dei reclami, alla gestione delle richieste scritte di informazione e al ritiro dei rifiuti ingombranti;
- la significativa diffusione di punti di contatto tra gestore e utente, che risultano attivati anche nelle gestioni di piccole dimensioni (≤ 5.000 abitanti);
- la scarsissima diffusione degli indennizzi agli utenti nel caso di inadempienze o disservizi per cause imputabili al gestore del servizio;
- la mancanza di strumenti di registrazione delle prestazioni effettuate dal gestore. Al riguardo, i livelli minimi prestazionali garantiti agli utenti risultano generalmente stimati;
- in merito ai profili di continuità del servizio, l'esigua diffusione del servizio di pronto intervento (inferiore al 10% delle gestioni) e di strumenti e procedure per la registrazione delle sospensioni (adottati solo nell'11% delle gestioni). Gli indicatori di continuità risultano scarsamente adottati nelle gestioni del campione, con percentuali al di sotto del 10%.

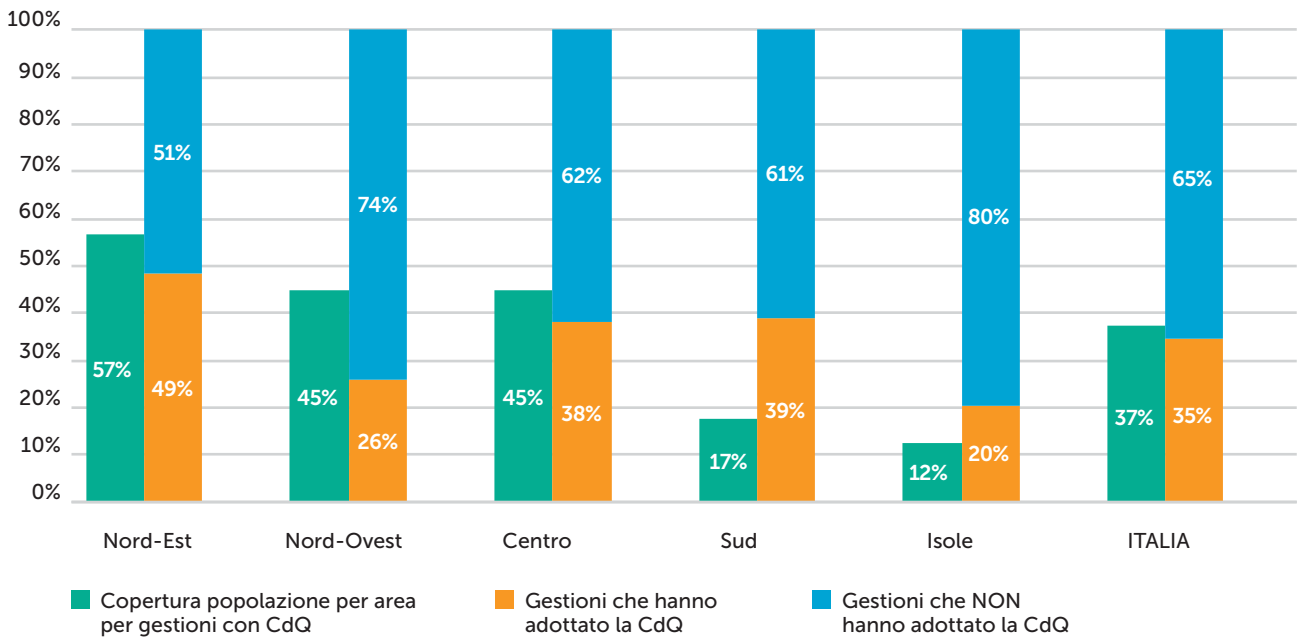
Nei sottoparagrafi successivi si illustreranno più nel dettaglio le risultanze emerse dalla raccolta dati, in relazione alle diverse aree geografiche del Paese, alla dimensione della gestione in termini di popolazione residente e alle attività svolte dal gestore (con un focus sui casi in cui viene svolta solo l'attività di spazzamento delle strade).

Carta della qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani

La Carta della qualità del servizio è il documento, adottato in conformità alla normativa vigente, in cui sono specificati i livelli di qualità attesi per i servizi erogati e le loro modalità di fruizione, incluse le regole di relazione tra utenti e gestore del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, ovvero dei singoli servizi che lo compongono.

A differenza degli altri settori regolati¹³, per il settore dei rifiuti non si rinviene uno schema di riferimento per la predisposizione della Carta dei servizi, ragione per cui, in assenza di specifiche indicazioni da parte del legislatore nazionale, gli strumenti normativi utilizzati dalle Regioni, dagli Enti di governo dell'ambito territoriale ottimale (EGATO) e dai Comuni per la regolazione della qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani sono molteplici e diversi a seconda dei casi e le Carte dei servizi, qualora adottate, presentano contenuti disomogenei sul territorio.

13 A livello nazionale, per gli aspetti di qualità attinenti ai rapporti diretti tra gestore del servizio e utente si considerano, *in primis*, la direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri 27 gennaio 1994 – che ha introdotto i principi a cui deve essere uniformata progressivamente l'erogazione dei servizi pubblici – e i successivi decreti, tra i quali il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999, n. 126 di approvazione dello "Schema generale di riferimento per la predisposizione della Carta del servizio idrico integrato", che costituisce lo strumento applicativo con cui la citata direttiva riceve una traduzione settoriale per il settore idrico.

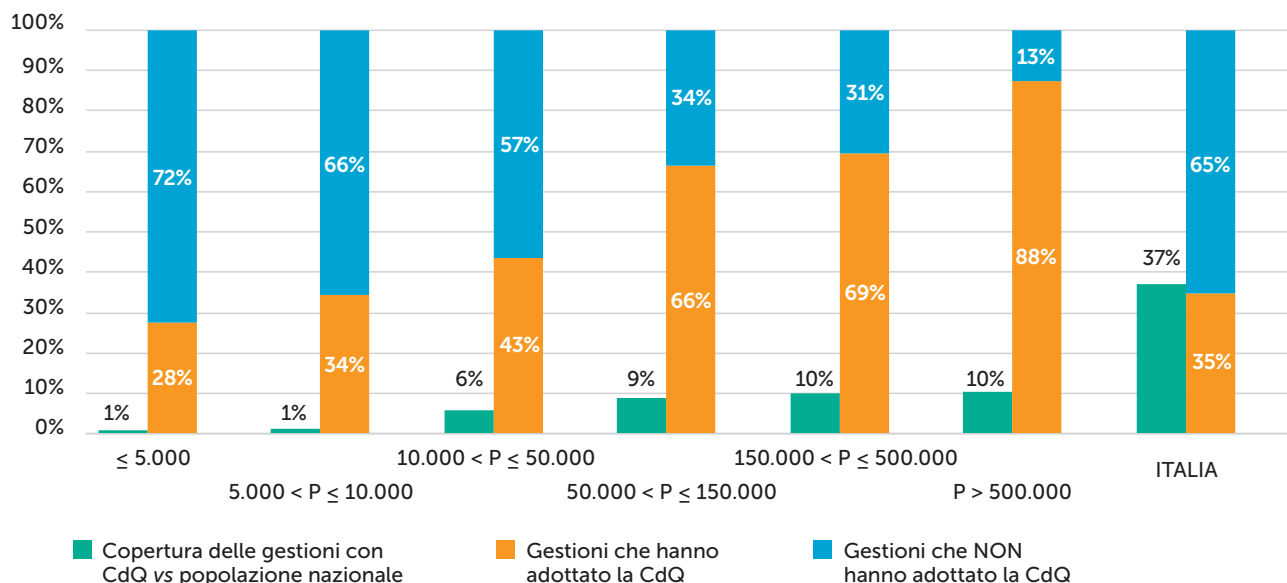
FIG. 6.19 Diffusione della Carta della qualità dei servizi e copertura del campione per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

La Carta della qualità risulta adottata nel 35% delle gestioni del *panel* (Fig. 6.19), equivalente al 37% della popolazione nazionale (e al 66% della popolazione del campione); nella maggioranza dei casi, laddove disponibile, il documento viene pubblicato sul sito internet del gestore. Percentuali più elevate della media nazionale si riscontrano nelle gestioni del Nord-Est del Paese (49%); al contrario, la Carta della qualità risulta poco diffusa nel Nord-Ovest e nelle Isole (26% e 20%). Dall'analisi della copertura della popolazione per area, si evince che il 57% degli abitanti nel Nord-Est beneficia dell'adozione del menzionato documento da parte del gestore del servizio, mentre la percentuale scende a valori al di sotto del 20% nel Sud e nelle Isole. Al riguardo, occorre precisare che valori così bassi sono riconducibili alla limitata partecipazione alla raccolta dati da parte degli operatori che erogano i servizi di raccolta e trasporto e/o spazzamento delle strade in quest'area del Paese. Interessante è il dato di copertura relativo al Nord-Ovest, pari al 45% della popolazione, a fronte di una limitata disponibilità della Carta della qualità nelle relative gestioni (26%). Tale risultato sembra essere giustificato dalla prevalente adozione del documento negli ambiti di dimensioni medio-grandi (> 50.000 abitanti), come evidenziato nella figura 6.20.

Interessante è, inoltre, la diffusione della Carta della qualità in relazione alla classe dimensionale delle gestioni: il documento risulta quasi sempre adottato negli ambiti di elevate dimensioni (88%), mentre si registrano percentuali al di sotto del 30% nelle gestioni con una popolazione residente non superiore a 5.000 abitanti.

FIG. 6.20 Diffusione della Carta della qualità per classe dimensionale e copertura del campione rispetto alla popolazione nazionale



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

Nei casi in cui il gestore svolga solo l'attività di spazzamento delle strade (circa 300 gestioni, in prevalenza amministrata direttamente dai Comuni), la diffusione della Carta della qualità del servizio risulta esigua, con percentuali intorno al 3%.

Principali profili di qualità contrattuale del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani

I principali profili oggetto di indagine sono quelli previsti dalla regolazione della qualità contrattuale negli altri settori regolati dall'Autorità, e in particolare: la gestione dei reclami e delle richieste scritte di informazione, la gestione dei punti di contatto con l'utente (sportello fisico e servizio telefonico), la fatturazione. La raccolta dati in esame ha avuto l'obiettivo sia di verificare la diffusione di tali prestazioni nel settore dei rifiuti urbani, sia di individuare profili peculiari del servizio, come il ritiro dei rifiuti ingombranti.

Gestione dei reclami

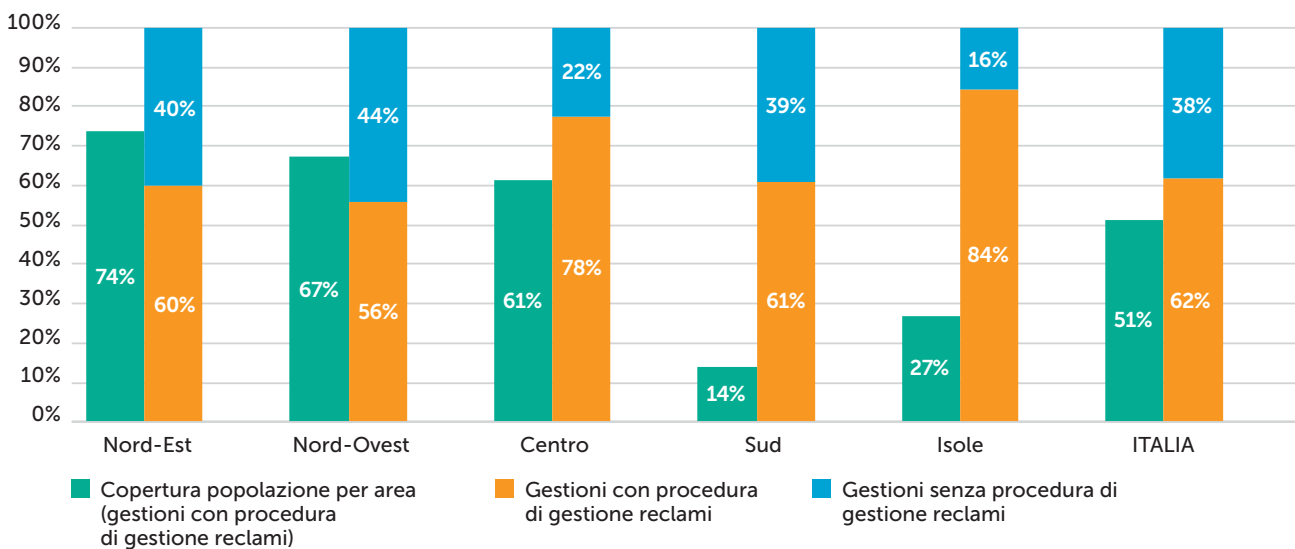
Per reclamo si intende ogni comunicazione scritta fatta pervenire al gestore, anche per via telematica, con la quale l'utente – o, per suo conto, un rappresentante legale o un'associazione di consumatori – esprime lamentele circa la non coerenza del servizio ottenuto con uno o più requisiti definiti da leggi o provvedimenti amministrativi e dal regolamento di servizio, ovvero circa ogni altro aspetto relativo ai rapporti tra gestore e utente.

A livello nazionale, il 62% delle gestioni ha adottato una procedura di gestione dei reclami inerenti ai servizi di raccolta e trasporto e/o spazzamento delle strade, corrispondente al 51% della popolazione nazionale e all'89% della popolazione del campione (Fig. 6.21); tuttavia, solo nel 36% dei casi risultano reperibili sul sito internet del gestore le istruzioni e i moduli per la presentazione dei reclami. La figura 6.21 mostra una significativa diffusione di procedure per la gestione dei reclami sull'intero territorio nazionale, con risultati eccellenti nelle Isole, ma limitati a una bassa quota di popolazione. Per completezza di informazione, si rileva che, in termini di copertura della popolazione, il Nord e il Centro Italia presentano i risultati migliori.

Inoltre, l'analisi ha evidenziato una maggiore diffusione della procedura di gestione dei reclami nelle gestioni di dimensioni medio-grandi (> 80%). Tuttavia, anche negli ambiti territoriali più piccoli (≤ 5.000 abitanti) la procedura risulta disponibile nel 50% dei casi (Fig. 6.22).

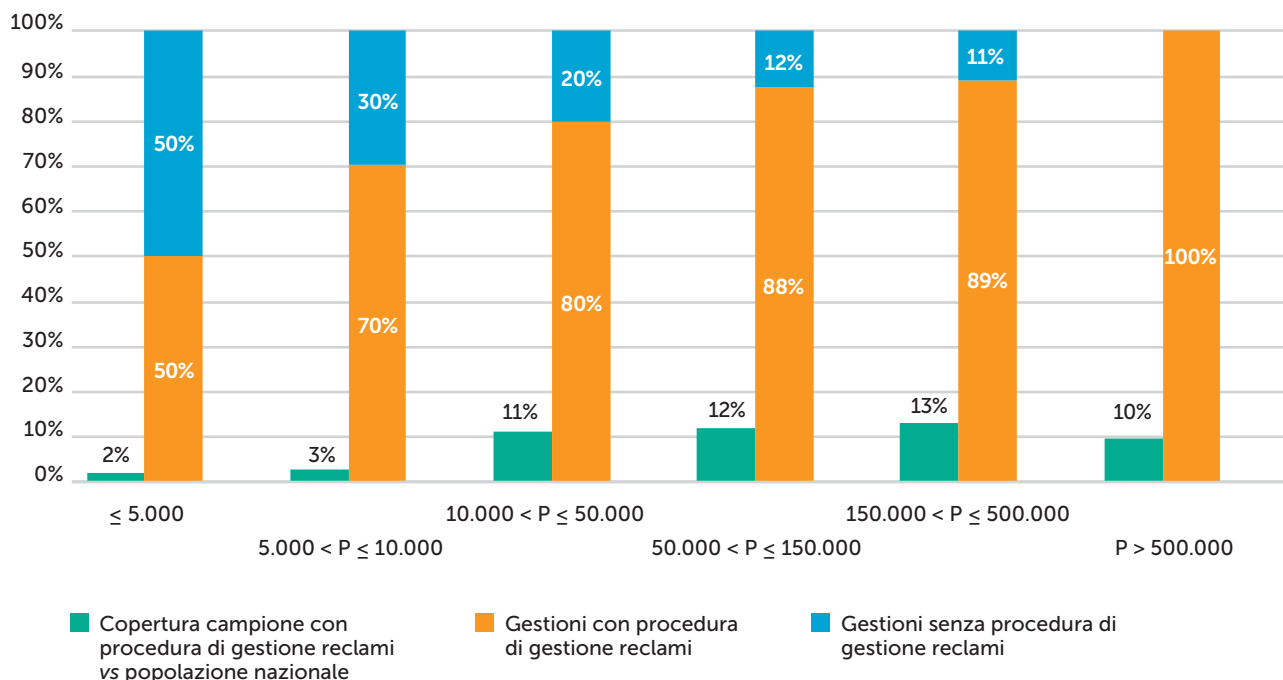
Diversamente, laddove il gestore svolga solo lo spazzamento delle strade, la procedura di gestione dei reclami risulta scarsamente adottata, con una percentuale pari al 15% delle gestioni.

FIG. 6.21 Diffusione della procedura di gestione dei reclami e copertura del campione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

FIG. 6.22 Diffusione della procedura di gestione dei reclami per classe dimensionale e copertura rispetto alla popolazione nazionale



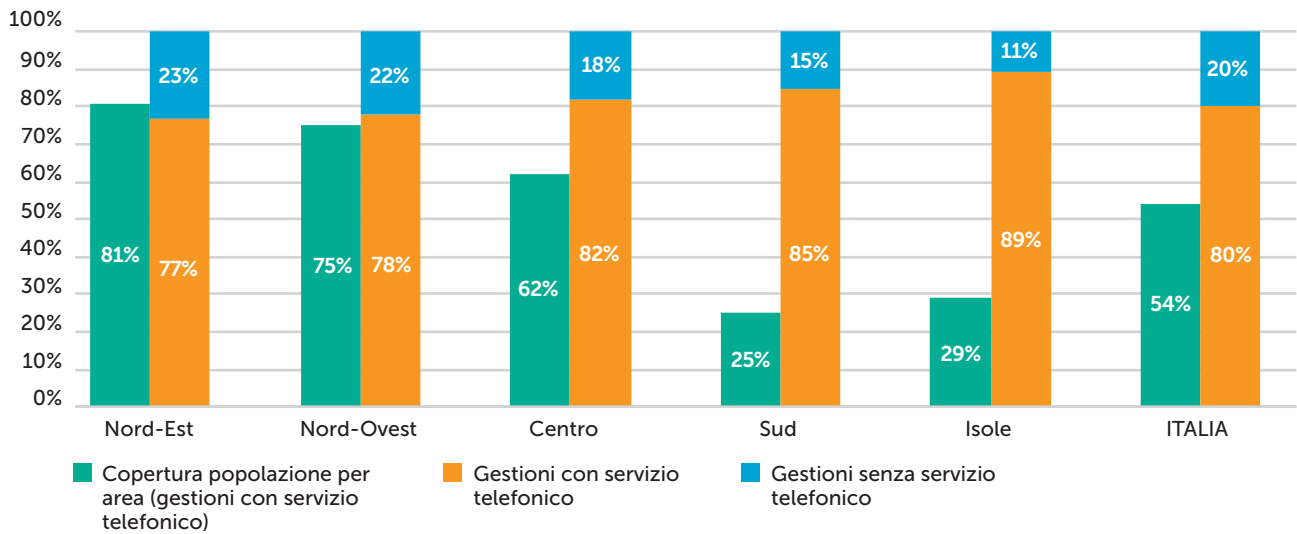
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

Punti di contatto: sportello fisico e servizio telefonico

Lo sportello fisico e il servizio telefonico rappresentano i più tradizionali canali di comunicazione tra gestore e utente per la presentazione di un reclamo o di una richiesta di informazioni, per segnalare un disservizio e per chiedere la rettifica degli importi addebitati.

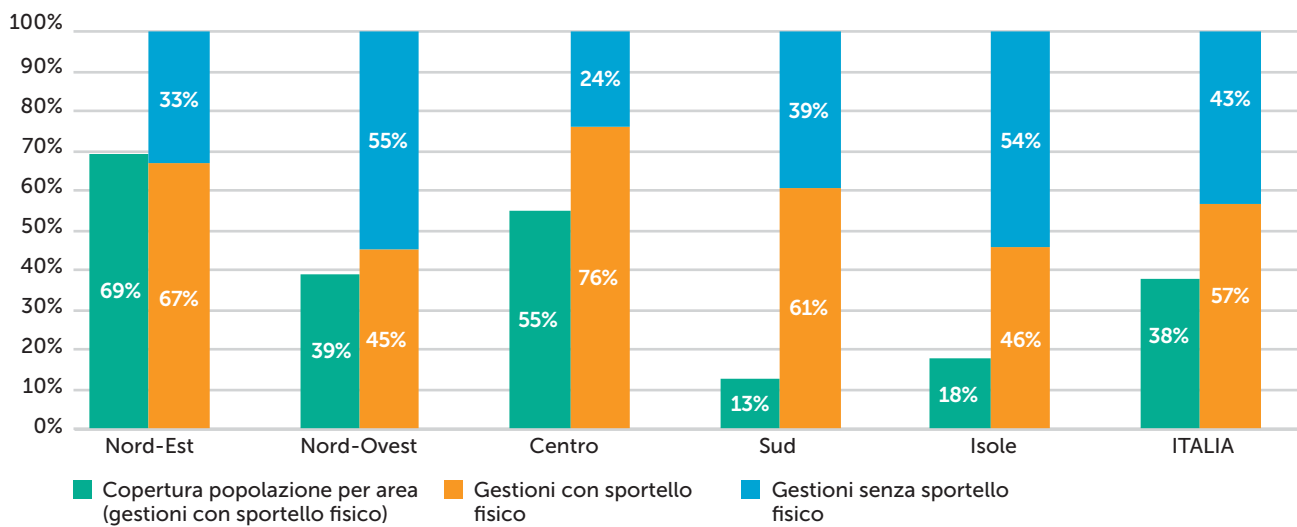
Con riferimento ai servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade, viene generalmente assicurata agli utenti l'attivazione del servizio telefonico (nell'80% delle gestioni, corrispondente a circa il 54% della popolazione nazionale), nella maggioranza dei casi mediante numero verde gratuito. La disponibilità dello sportello fisico è, invece, garantita nel 57% delle gestioni del *panel* (circa il 38% della popolazione nazionale). L'analisi delle diverse aree geografiche ha rivelato che il servizio telefonico è distribuito in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale (Fig. 6.23). Al contrario, il servizio di sportello risulta largamente adottato tra le gestioni del Centro (76%), del Nord-Est (67%) e del Sud (61%) (Fig. 6.24), mentre si registra una minore diffusione tra le gestioni del Nord-Ovest (45%) e delle Isole (46%). In termini di copertura della popolazione residente nelle diverse aree del Paese, larga parte degli abitanti del Nord Italia beneficia attualmente dei servizi in analisi. Per quanto riguarda il Sud, invece, come già premesso, l'esigua rappresentatività, a fronte di un'elevata diffusione, è riconducibile al ridotto numero di operatori (e, quindi, di gestioni) che hanno partecipato alla raccolta dati.

FIG. 6.23 Diffusione del servizio telefonico e copertura del campione per area geografica

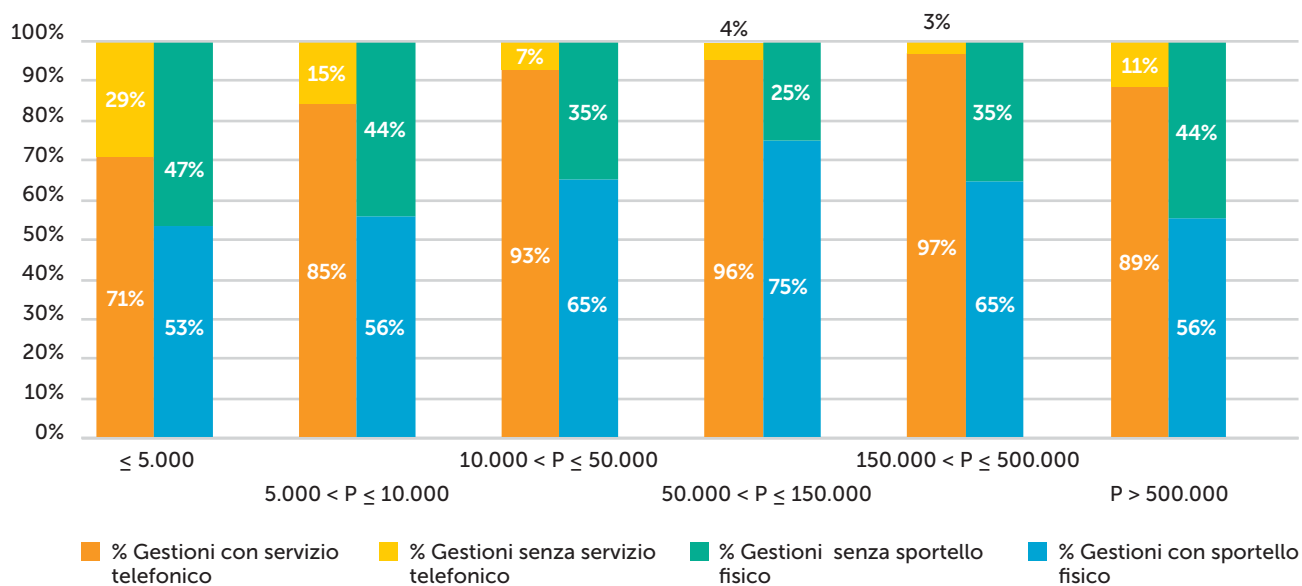


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

FIG. 6.24 Diffusione dello sportello fisico e copertura del campione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

FIG. 6.25 Diffusione dei punti di contatto per classe dimensionale delle gestioni

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

Dalla figura 6.25 emerge, inoltre, una significativa diffusione dello sportello fisico e del servizio telefonico anche nelle gestioni di piccole dimensioni (≤ 5.000 abitanti), a riprova del fatto che tali strumenti di comunicazione tra gestore e utente rappresentano ormai una prassi consolidata. Più nel dettaglio, il servizio telefonico risulta attivato nella quasi totalità delle gestioni con popolazione residente superiore a 10.000 abitanti, subendo una leggera flessione (al di sotto del 90%) negli ambiti di grandi dimensioni (> 500.000 abitanti).

Per quanto riguarda le gestioni in cui il gestore svolge solo lo spazzamento delle strade (circa 300), lo sportello fisico risulta più utilizzato per la comunicazione con l'utente (60% delle gestioni) rispetto al servizio telefonico (40% delle gestioni).

Per il servizio di riscossione, invece, si predilige l'attivazione dello sportello fisico come punto di contatto con l'utente (70% vs 50% del servizio telefonico). Per completezza di informazione, il servizio telefonico e lo sportello fisico risultano maggiormente diffusi tra le gestioni del Nord-Est e delle Isole (rispettivamente, 77% e 67% per il servizio telefonico e 87% e 77% per lo sportello fisico). Il risultato non cambia se si analizzano i dati per classe dimensionale della gestione: si registra una più elevata diffusione del servizio di sportello rispetto al servizio telefonico, con percentuali crescenti in relazione al numero di abitanti.

Gestione delle tariffe: rateizzazione e modalità di pagamento

Per oltre 600 gestioni del *panel*, equivalenti al 18% della popolazione nazionale e al 32% della popolazione del campione, il gestore, al 31 dicembre 2018, svolgeva anche l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti (sia in regime di TARI, sia in presenza di tariffa corrispettiva).

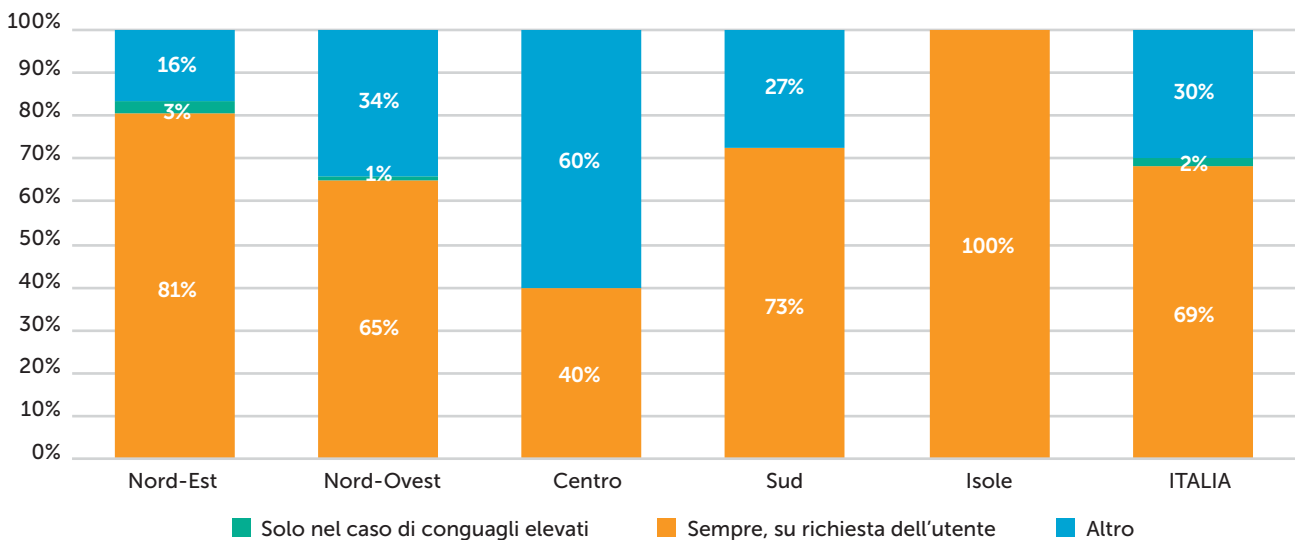
L'analisi condotta su tali ambiti ha evidenziato una significativa diffusione della rateizzazione degli importi addebitati, generalmente su richiesta dell'utente (69% delle gestioni), anche nel caso di morosità (75% delle gestioni). Occorre precisare che l'art. 1, comma 688, della legge 27 dicembre 2013, n. 147 (c.d. legge di stabilità 2014)

stabilisce che il Comune debba prevedere almeno due rate semestrali per il pagamento della TARI. In tal caso, l'analisi della diffusione dello strumento della rateizzazione si riferisce alla possibilità per l'utente di richiedere la rateizzazione degli importi corrispondenti alla singola rata semestrale. Fatta eccezione per il Centro Italia (Fig. 6.26), in cui l'accesso alla rateizzazione risulta garantito solo nel 40% delle gestioni del campione (135), nel resto del Paese la rateizzazione appare ormai come prassi consolidata.

In generale, non si prevede l'introduzione di un termine per la presentazione della richiesta di rateizzazione (53% delle gestioni). La cadenza delle rate risulta prevalentemente mensile (42% delle gestioni). Il ricorso alla rateizzazione comporta, nella maggioranza dei casi, l'applicazione di interessi agli importi dovuti (55% delle gestioni); sono previste, inoltre, sanzioni e/o penali, laddove l'utente non risulti in regola con il pagamento delle rate (58% delle gestioni).

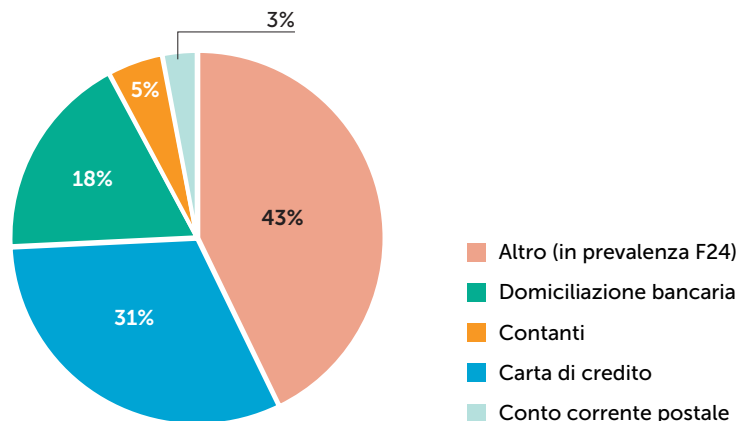
Relativamente alle modalità di pagamento consentite, prevale l'opzione "altro", generalmente associata al modello F24 nel caso di TARI, seguita dall'utilizzo della carta di credito. In generale, comunque, vengono consentite diverse opzioni di pagamento (Fig. 6.27).

FIG. 6.26 Diffusione della rateizzazione dei pagamenti per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

FIG. 6.27 Ripartizione percentuale delle modalità di pagamento consentite nelle gestioni del panel

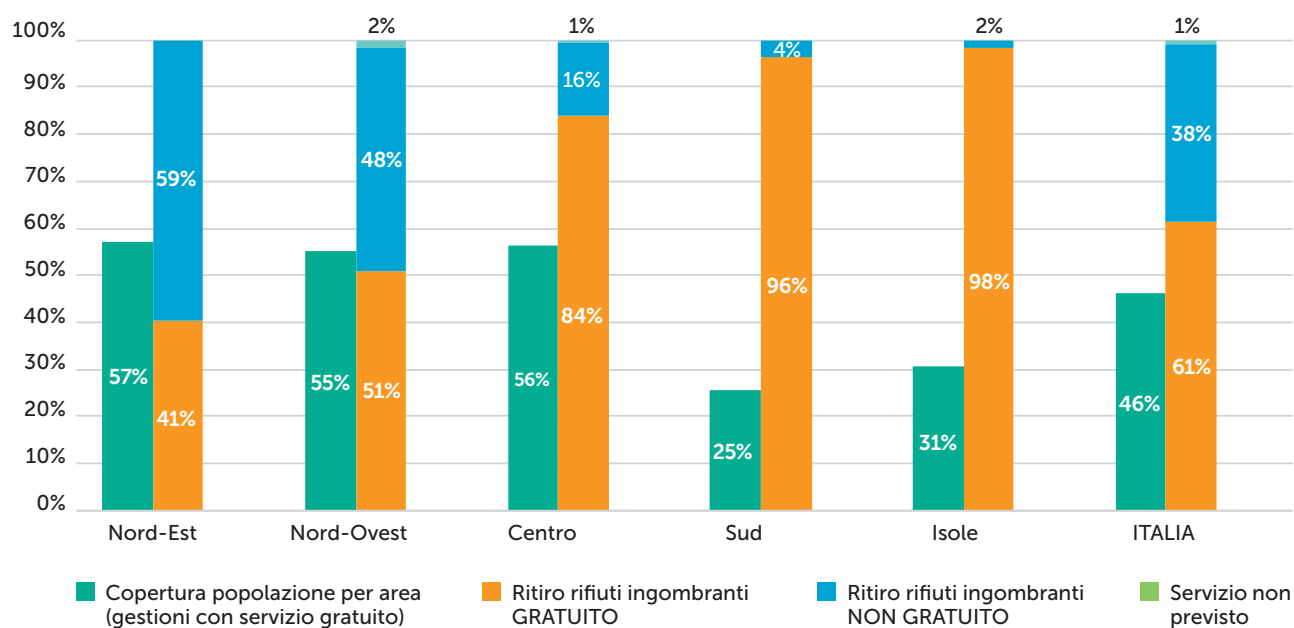


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

Ritiro dei rifiuti ingombranti

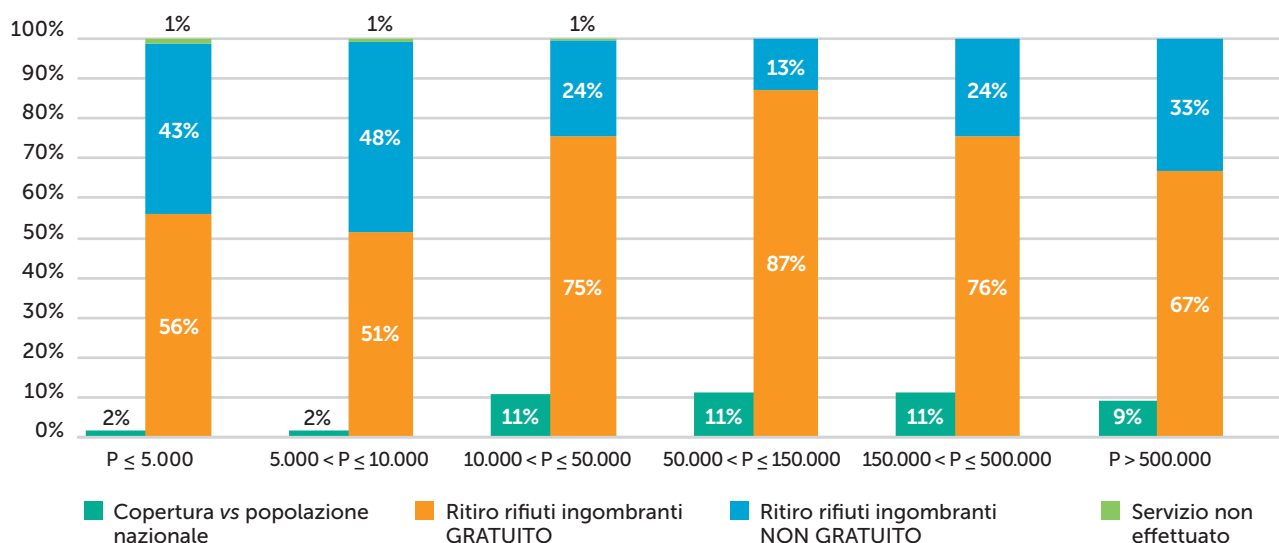
Dalla raccolta dati emerge che in più dell'87% delle gestioni del *panel* viene garantito il ritiro dei rifiuti ingombranti (52% della popolazione nazionale); tale prestazione viene erogata gratuitamente agli utenti nel 61% delle gestioni, con specifiche limitazioni riguardanti, per esempio, il numero di pezzi, il volume, il numero di ritiri in un anno. Dalla figura 6.28 si rileva che nella quasi totalità delle gestioni del Sud Italia (comprese le Isole) la prestazione non prevede costi aggiuntivi in capo agli utenti. Al contrario, nel Nord-Est il ritiro dei rifiuti ingombranti rientra tra i servizi integrativi a pagamento.

FIG. 6.28 Diffusione del servizio gratuito di ritiro dei rifiuti ingombranti e copertura della popolazione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

Rispetto alla dimensione della gestione (Fig. 6.29), la prestazione risulta gratuita nel 56% degli ambiti di piccole dimensioni, mentre si registrano percentuali superiori al 70% e anche all'80% nelle gestioni con popolazione residente superiore a 10.000 abitanti, a esclusione delle gestioni di grandi dimensioni, dove il servizio di ritiro dei rifiuti ingombranti è reso gratuitamente nel 67% dei casi.

FIG. 6.29 Diffusione del servizio gratuito di ritiro dei rifiuti ingombranti per classe dimensionale e copertura rispetto alla popolazione nazionale


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

Indicatori e standard di qualità dei servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade

La raccolta dati in commento ha avuto, tra le altre, la finalità di verificare la diffusione di un insieme di indicatori di qualità contrattuale inerenti ai servizi di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade – alcuni dei quali già introdotti negli altri settori regolati dall’Autorità (per esempio, il tempo di risposta ai reclami e alle richieste scritte di informazione e i tempi di attesa per i punti di contatto con gli utenti) – e di altri indicatori specifici per il settore dei rifiuti, come il tempo per il ritiro dei rifiuti ingombranti. Più nel dettaglio, la raccolta dati ha analizzato i seguenti indicatori:

- *tempo di attesa al call center*: tempo (in minuti) che l’utente deve attendere al telefono per poter richiedere informazioni o ricevere assistenza;
- *tempo di attesa allo sportello fisico*: tempo (in minuti) intercorrente tra il momento in cui l’utente si presenta allo sportello fisico e quello in cui viene ricevuto da un operatore;
- *tempo di attivazione del servizio*: tempo (in giorni lavorativi) intercorrente tra la data in cui il gestore riceve la richiesta di attivazione del servizio da parte dell’utente e la data di effettiva attivazione. Nel settore dei rifiuti, potrebbe coincidere con la consegna all’utente, da parte del gestore, dell’attrezzatura per il conferimento dei rifiuti (per esempio, contenitore con codice identificativo) o delle tessere di identificazione (nel caso di contenitori stradali con accesso controllato);
- *tempo di intervento da segnalazione dell’utente*: tempo (in ore) intercorrente tra il momento in cui il gestore riceve la segnalazione da parte dell’utente e quello dell’intervento;
- *tempo di risposta ai reclami*: tempo (in giorni lavorativi) intercorrente tra la data di ricevimento, da parte del gestore, del reclamo scritto dell’utente e la data di invio all’utente della risposta motivata scritta;
- *tempo di risposta alle richieste scritte di informazione*: tempo (in giorni lavorativi) intercorrente tra la data di

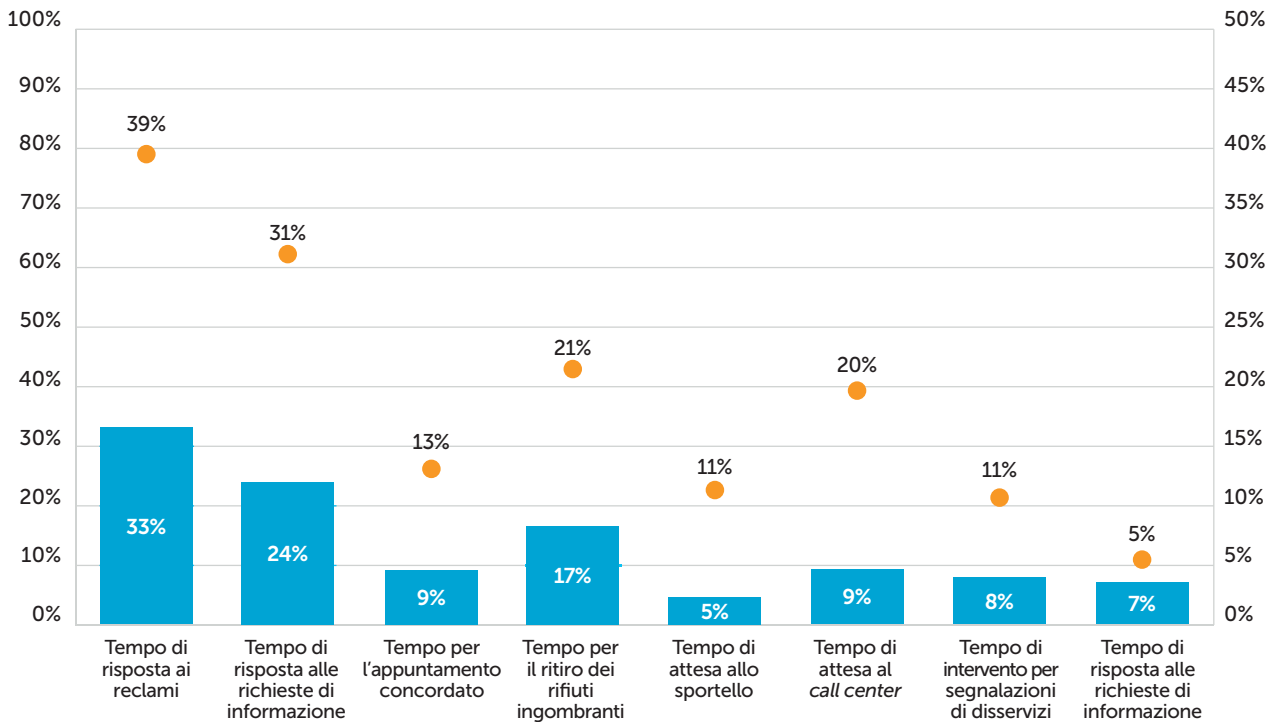
ricevimento, da parte del gestore, della richiesta scritta di informazioni dell'utente e la data di invio al richiedente della risposta motivata scritta;

- *tempo per il ritiro dei rifiuti ingombranti*: tempo (in giorni lavorativi) che intercorre tra la data in cui il gestore riceve la richiesta dell'utente e la data in cui viene effettuato il servizio di ritiro dei rifiuti ingombranti;
- *tempo per l'appuntamento concordato*: tempo (in giorni lavorativi) che intercorre tra la data in cui il gestore riceve la richiesta dell'utente e la data in cui si verifica l'appuntamento.

In generale, la raccolta dati ha evidenziato l'esigua adozione di indicatori di qualità contrattuale a livello nazionale, con percentuali inferiori al 10%, fatta eccezione per tre indicatori, ovvero il tempo di risposta ai reclami, il tempo di risposta alle richieste scritte di informazione e il tempo per il ritiro dei rifiuti ingombranti (Fig. 6.30). Più nel dettaglio, il tempo di risposta ai reclami risulta diffuso nel 33% delle gestioni del *panel* (equivalente al 39% della popolazione nazionale); seguono il tempo di risposta alle richieste scritte di informazione, disponibile nel 24% degli ambiti (31% della popolazione nazionale), e il tempo di ritiro dei rifiuti ingombranti, applicato nel 17% delle gestioni (corrispondente al 21% della popolazione nazionale). Di particolare interesse è il dato inerente all'indicatore tempo di attesa al *call center*, diffuso in meno del 10% delle gestioni del campione, ma con una rappresentatività equivalente al 20% della popolazione nazionale. La diversa incidenza sul numero delle gestioni rispetto alla popolazione deriva dal fatto che tale indicatore risulta adottato in particolare nelle gestioni di medie e grandi dimensioni.

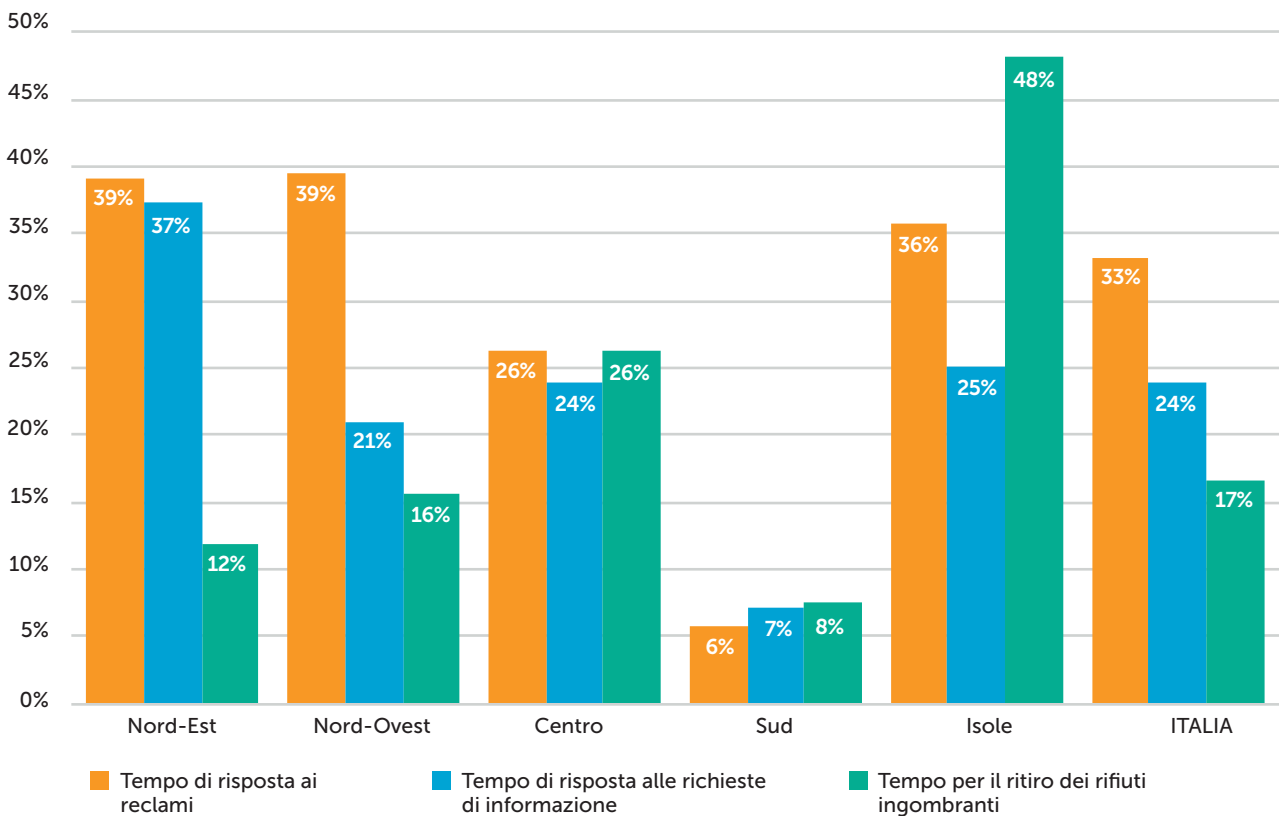
Riguardo alla singola area geografica, l'analisi è stata focalizzata sui tre indicatori che hanno registrato la maggiore diffusione a livello nazionale (nel seguito, per brevità, si parlerà di set minimo di indicatori). Particolarmente rilevante è il risultato registrato nelle gestioni delle Isole, in linea con le aree più virtuose del Paese, ma corrispondente solo al 5% della popolazione residente in quest'area. Nel dettaglio, si rileva che l'indicatore tempo di risposta ai reclami viene garantito al 72% della popolazione del Nord-Est e al 58% di quella del Nord-Ovest. Analoghi livelli di copertura nelle menzionate aree si rilevano anche per il tempo di risposta alle richieste scritte di informazione, mentre per il tempo per il ritiro dei rifiuti ingombranti i valori riscontrati sono inferiori al 30% (Fig. 6.31). Le gestioni del *panel* localizzate nel Centro Italia che hanno applicato il set minimo di indicatori rappresentano, invece, circa il 35% della popolazione residente in quest'area geografica.

FIG. 6.30 Diffusione degli indicatori di qualità contrattuale e percentuale di copertura della popolazione nazionale



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

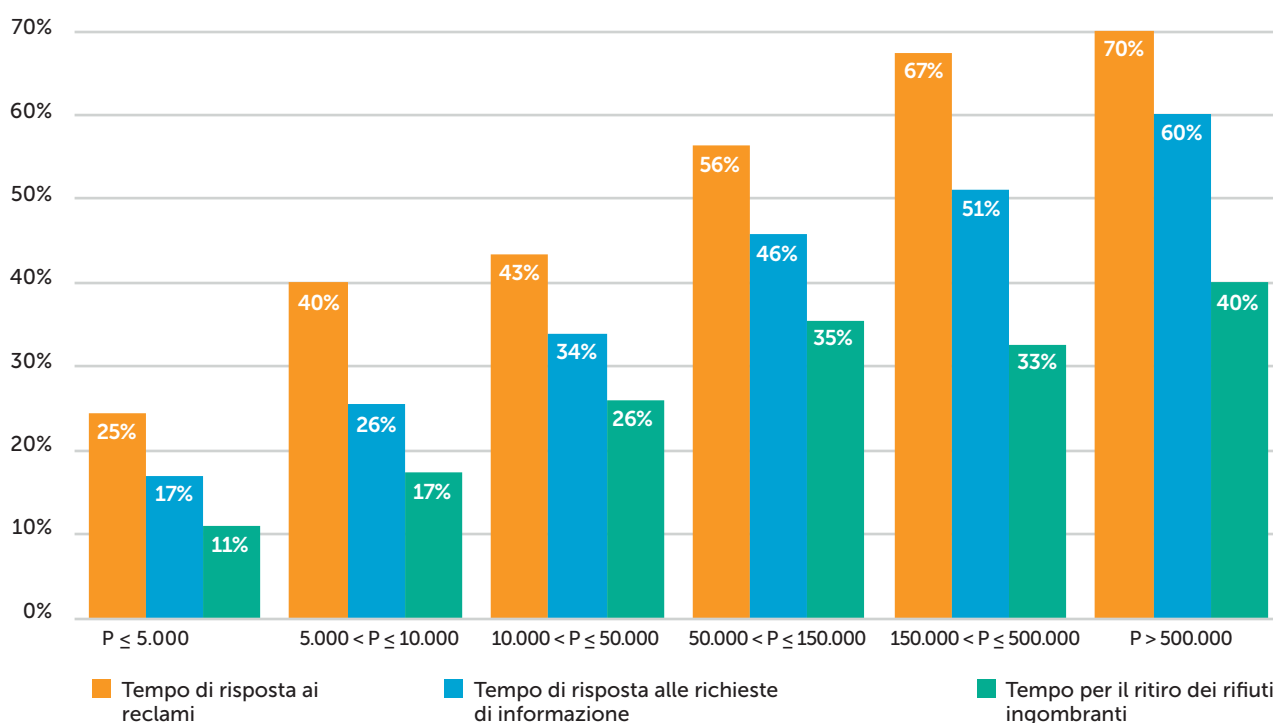
FIG. 6.31 Diffusione per area geografica del set minimo di indicatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

Rispetto alla dimensione delle gestioni (Fig. 6.32), come prevedibile, si rileva una crescente diffusione degli indicatori all'aumentare del numero di abitanti. Nelle gestioni di grandi dimensioni (> 500.000 abitanti), si registrano percentuali più elevate della media nazionale. Nello specifico, gli indicatori tempo di risposta ai reclami e tempo di risposta alle richieste scritte di informazione risultano diffusi, rispettivamente, nel 70% e nel 60% delle gestioni afferenti a tale classe; segue il tempo di ritiro dei rifiuti ingombranti, con valori pari al 40%. Percentuali significative riguardano anche le gestioni con più di 5.000 abitanti, in particolare per l'indicatore tempo di risposta ai reclami, che risulta adottato nel 40% delle gestioni. Diversa è, invece, la situazione nelle gestioni di piccole dimensioni (≤ 5.000 abitanti), dove gli indicatori risultano scarsamente adottati, con percentuali al di sotto del 10%, fatta eccezione per il tempo di risposta ai reclami (25%) e il tempo di risposta alle richieste scritte di informazione (17%), che registrano valori comunque ben al di sotto della media nazionale.

FIG. 6.32 Diffusione per classe dimensionale del set minimo di indicatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

L'analisi condotta negli ambiti in cui il gestore svolge solo l'attività di spazzamento delle strade (circa 300 gestioni del *panel*, localizzate in prevalenza nel Nord Italia) ha evidenziato un'esigua diffusione degli indicatori, con percentuali al di sotto del 10% anche per il tempo di risposta ai reclami e il tempo di risposta delle richieste scritte di informazione. Si tratta, in generale, di ambiti territoriali di piccole dimensioni, in cui l'attività è gestita direttamente dal Comune.

Per quanto riguarda la tipologia di standard (specifici o generali)¹⁴, la raccolta dati ha messo in luce una maggiore diffusione di standard specifici. In controtendenza rispetto al dato nazionale sono le gestioni del Nord-Ovest del Paese, dove le prestazioni inerenti alla gestione delle risposte alle richieste scritte di informazione e al ritiro dei rifiuti ingombranti sono generalmente garantite mediante l'adozione di standard generali di qualità.

¹⁴ Gli *standard specifici* sono riferiti a prestazioni da garantire individualmente al singolo utente e sono espressi attraverso soglie massime o minime applicate ai relativi indicatori; gli *standard generali*, invece, riguardano il complesso di prestazioni fornite agli utenti e sono espressi in termini di percentuale minima delle prestazioni complessivamente erogate nel rispetto di un determinato livello prestazionale.

In generale, prevale l'adozione di standard specifici per gli indicatori tempo di risposta ai reclami e tempo di ritiro dei rifiuti ingombranti, indipendentemente dal numero di abitanti dell'ambito. Diversamente, per l'indicatore tempo di risposta alle richieste scritte di informazione cresce la diffusione di standard generali all'aumentare della dimensione della gestione. Infatti, nelle gestioni con più di 500mila abitanti, solo nel 33% dei casi viene associato uno standard specifico di qualità.

Con riferimento ai livelli minimi di qualità garantiti agli utenti, i valori riscontrati risultano disomogenei tra le diverse aree del Paese ma anche all'interno della stessa area geografica, in particolare laddove non siano disponibili indicazioni a livello regionale e/o di EGATO.

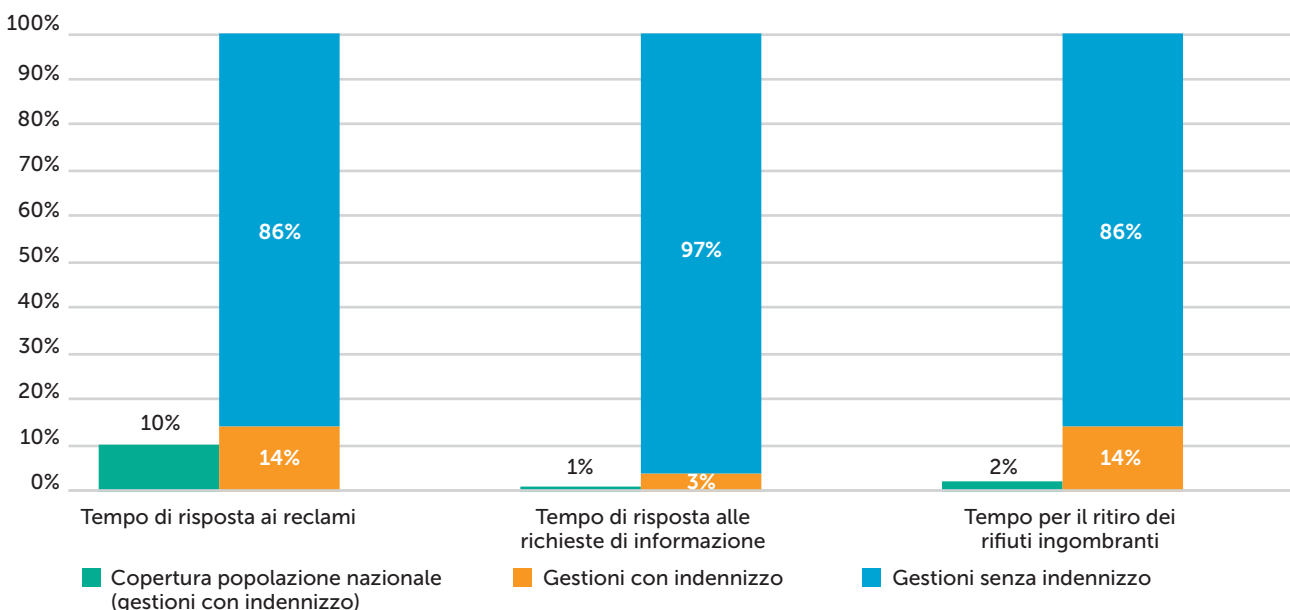
Indennizzi

Per indennizzo si intende il risarcimento dovuto dal gestore all'utente in caso di mancato rispetto di uno standard specifico di qualità.

La raccolta dati in analisi ha evidenziato la scarsa maturità del settore relativamente all'introduzione di meccanismi di indennizzo a tutela dell'utente. In generale, non si rileva una relazione tra la diffusione degli indicatori e l'introduzione di ristori per l'utente nel caso di mancato rispetto del relativo standard di qualità: la percentuale più elevata (40%) si registra, infatti, per il tempo di attivazione, che risulta adottato solo nel 7% delle gestioni del *panel*. Per il tempo di risposta ai reclami, l'applicazione di meccanismi di indennizzo è presente nel 14% delle gestioni che hanno adottato l'indicatore; per il tempo di risposta alle richieste scritte di informazione la percentuale scende al 3% (Fig. 6.33). Inoltre, nella maggioranza dei casi il risarcimento viene erogato su richiesta dell'utente.

Inoltre, l'analisi per area geografica ha evidenziato che nelle gestioni del Nord Italia si registra una più elevata adozione di meccanismi di indennizzo a favore dell'utente.

FIG. 6.33 Diffusione e copertura della popolazione nazionale per gli indennizzi relativi al set minimo di indicatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

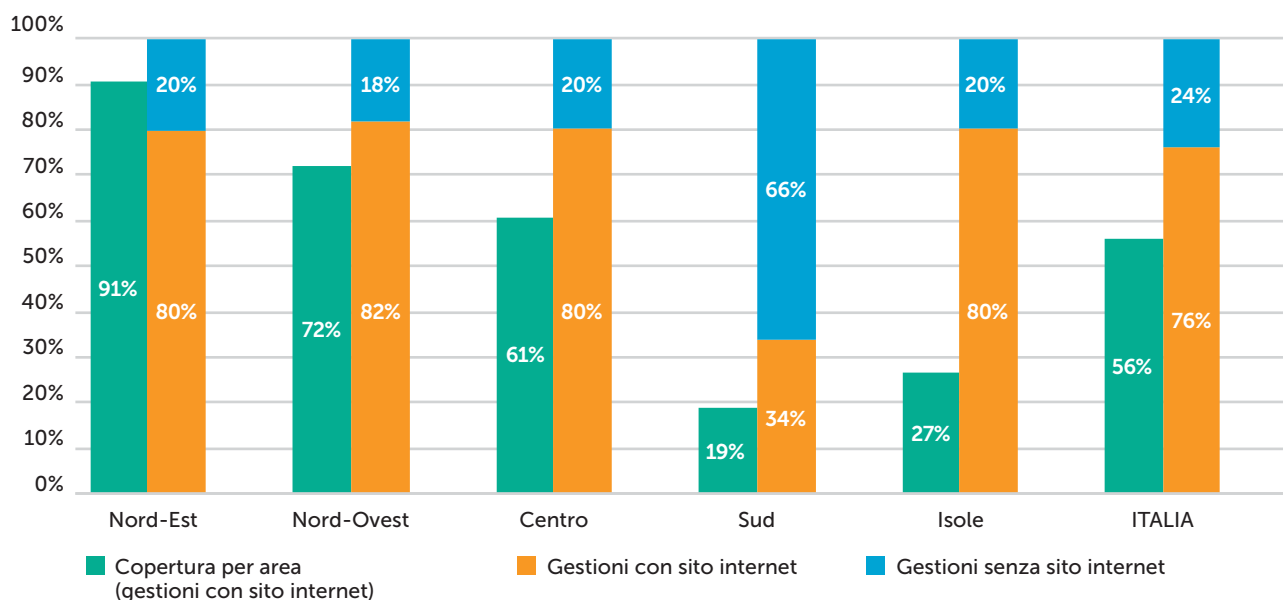
Trasparenza nel servizio integrato di gestione

Con la delibera 444/2019/R/rif l'Autorità ha definito le disposizioni in materia di trasparenza del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati per il periodo di regolazione 1° luglio 2020-31 dicembre 2023. Nel provvedimento sono definiti gli elementi informativi minimi da rendere disponibili attraverso i siti internet, gli elementi informativi minimi da includere nei documenti di riscossione (avviso di pagamento o fattura) e le comunicazioni individuali agli utenti relative a variazioni di rilievo nella gestione.

La raccolta ha mostrato che l'attivazione del sito internet da parte del gestore dell'attività di raccolta e trasporto e/o spazzamento delle strade è ormai una prassi consolidata, tenuto conto del fatto che risulta disponibile nel 76% delle gestioni del *panel*, equivalenti al 56% della popolazione nazionale. Un'ampia diffusione del sito internet è garantita nel Nord Italia, con una percentuale del 91% nell'area del Nord-est. La copertura diminuisce nel Nord-Ovest e nel Centro, pur mantenendo livelli elevati, pari, rispettivamente, al 72% e al 61%. La rappresentatività scende, invece, al di sotto del 20% nel Sud e si attesta intorno al 27% nelle Isole, che in ogni caso registrano un'ampia diffusione del sito internet nelle gestioni oggetto della raccolta dati (Fig. 6.34).

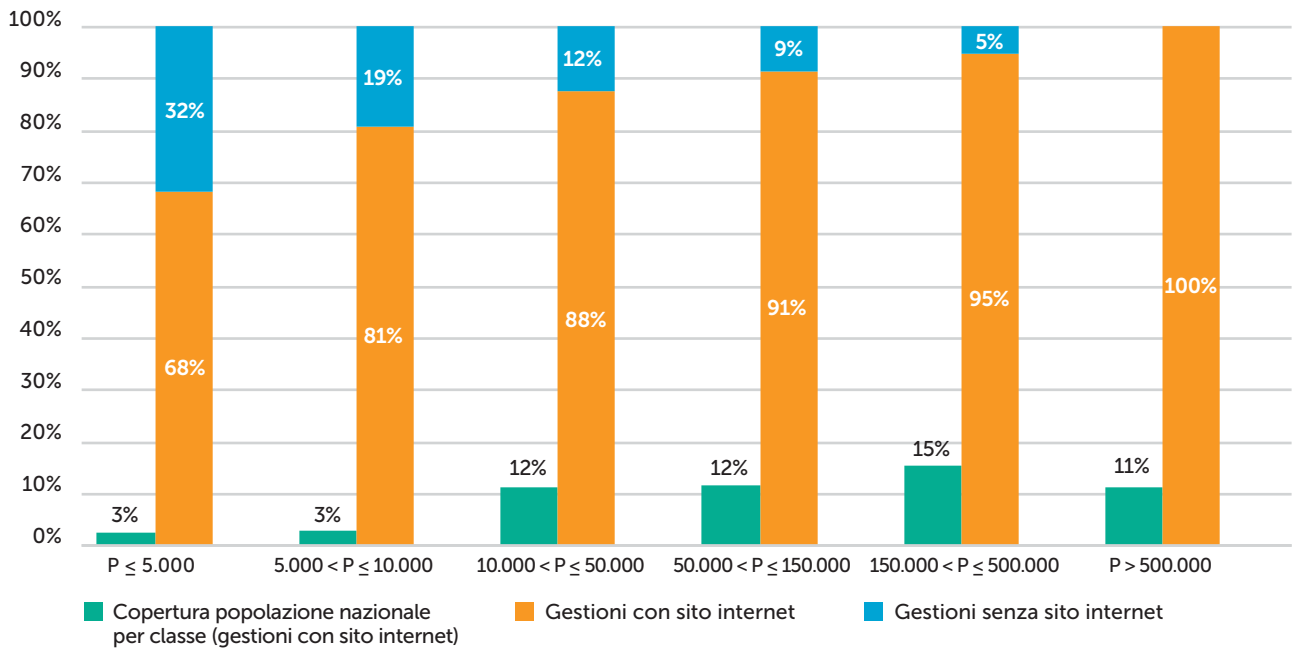
Come illustrato nella figura 6.35, la disponibilità del sito internet cresce con l'aumentare della dimensione della gestione, registrando, in ogni caso, risultati soddisfacenti anche negli ambiti territoriali più piccoli (≤ 5.000 abitanti).

FIG. 6.34 Diffusione del sito internet e copertura della popolazione per area geografica



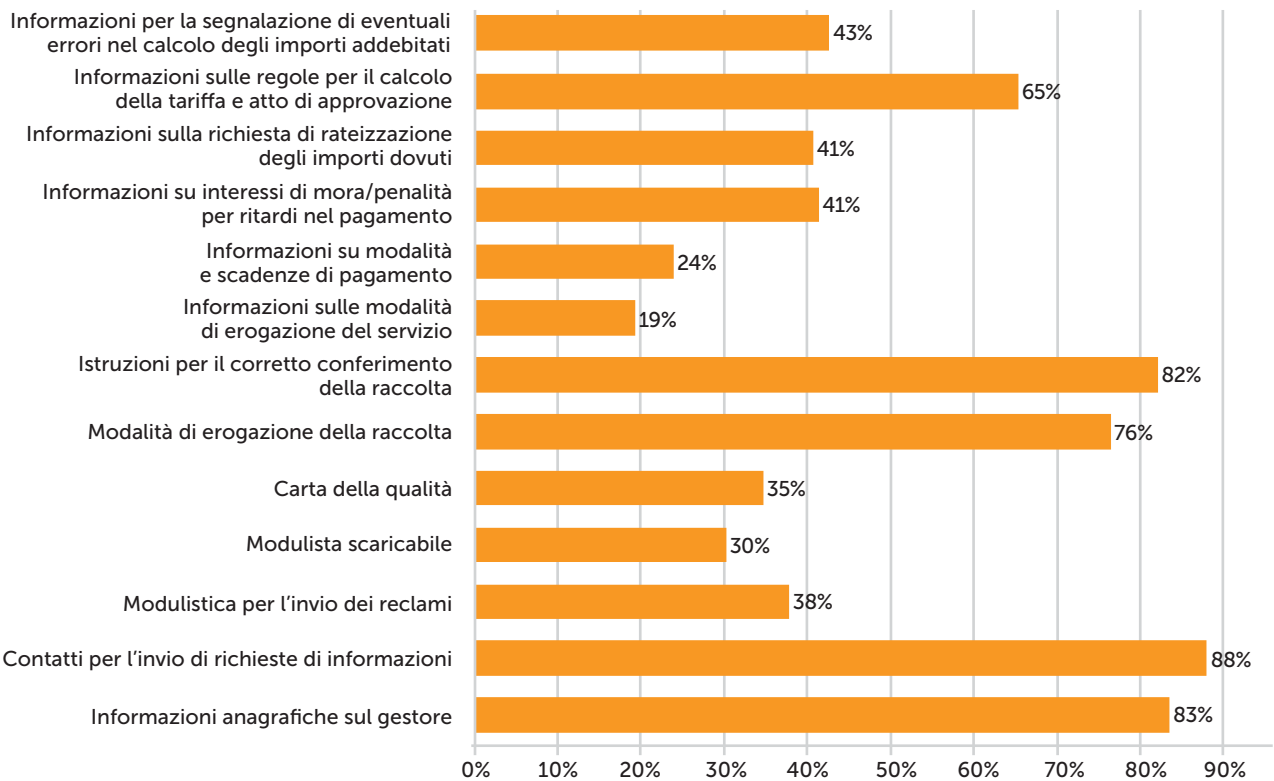
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

FIG. 6.35 Diffusione dei siti internet e copertura rispetto alla popolazione nazionale per classe dimensionale della gestione



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

FIG. 6.36 Disponibilità sui siti internet dei contenuti informativi minimi (percentuale delle gestioni del panel)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

Nei casi in cui il gestore svolga solo l'attività di spazzamento, si rileva un peggioramento delle prestazioni; il sito internet risulta, infatti, attivato nel 40% delle gestioni (delle quasi 300 del campione), registrando valori non in linea con la media nazionale.

Per quanto riguarda i contenuti informativi minimi del sito internet (Fig. 6.36), la raccolta dati ha messo in luce una significativa diffusione delle informazioni inerenti al gestore, ai contatti per l'invio dei reclami e alle istruzioni per il corretto conferimento della raccolta (oltre l'80% delle gestioni); si registra, invece, una minore disponibilità delle informazioni inerenti alla gestione dei reclami (per esempio, la modulistica per l'invio dei reclami). Inoltre, solo nel 35% dei casi viene pubblicata la Carta della qualità.

In merito alle informazioni sulla riscossione della TARI/tariffa, va ricordato che solo in 600 gestioni del *panel* il gestore svolge anche l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti, ragione per cui non dispone, in tutti gli altri casi, delle informazioni sulle modalità di pagamento o, più in generale, sugli aspetti inerenti alla gestione delle tariffe.

L'analisi per area geografica conferma una discreta diffusione sul territorio nazionale di alcuni contenuti informativi, come, per esempio, le informazioni anagrafiche sul gestore, i contatti per l'invio delle richieste di informazione, le modalità di erogazione della raccolta e le istruzioni per il corretto conferimento (Tav. 6.3). Occorre, tuttavia, precisare che nelle gestioni del Sud si registrano prestazioni inferiori rispetto al resto del Paese, con valori anche di oltre 10 punti percentuali più bassi. Dall'elaborazione dei dati per classe dimensionale della gestione (Tav. 6.4) si evince che la pubblicazione sui siti internet delle informazioni descritte nelle righe precedenti rappresenta una prassi consolidata nelle gestioni con più di 10.000 abitanti. Diversamente, negli ambiti territoriali più piccoli si registrano risultati inferiori, nonostante si rilevi una discreta reperibilità delle informazioni predette.

Si segnala, inoltre, la limitata diffusione di procedure per la comunicazione agli utenti di eventuali variazioni nelle condizioni di erogazione del servizio (35% delle gestioni), nonché di standard di qualità associati alle tempistiche per la comunicazione di tali variazioni (9% delle gestioni). Il risultato non cambia in relazione alla dimensione dell'ambito, con percentuali che non superano il 50% dei casi. Lo strumento generalmente utilizzato per informare l'utente risulta il sito internet (in oltre il 60% delle gestioni), seguito dall'utilizzo di materiale divulgativo come i volantini.

TAV. 6.3 *Disponibilità dei contenuti informativi minimi sui siti internet per area geografica*

PERCENTUALE DELLE GESTIONI DEL <i>PANEL</i>	NORD-EST	NORD-OVEST	CENTRO	SUD	ISOLE
Informazioni anagrafiche sul gestore	79%	88%	87%	66%	88%
Contatti per l'invio di richieste di informazioni	84%	91%	93%	73%	93%
Modulistica per l'invio dei reclami	36%	47%	33%	12%	31%
Modulistica scaricabile	59%	25%	19%	10%	22%
Carta della qualità	50%	25%	37%	39%	22%
Modalità di erogazione della raccolta	80%	76%	88%	43%	98%
Istruzioni per il corretto conferimento della raccolta	80%	83%	88%	71%	88%
Informazioni sulle modalità di erogazione del servizio	11%	20%	28%	16%	30%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

TAV. 6.4 *Disponibilità di contenuti informativi minimi sui siti internet per classe dimensionale della gestione*

PERCENTUALE DELLE GESTIONI DEL PANEL	$P \leq 5.000$	$5.000 < P \leq 10.000$	$10.000 < P \leq 50.000$	$50.000 < P \leq 150.000$	$150.000 < P \leq 500.000$	$P > 500.000$
Informazioni anagrafiche sul gestore	77%	89%	93%	97%	89%	100%
Contatti per l'invio di richieste di informazioni	84%	90%	96%	94%	92%	100%
Modulistica per l'invio dei reclami	29%	48%	49%	48%	55%	75%
Modulistica scaricabile	25%	34%	37%	44%	39%	38%
Carta della qualità	28%	35%	42%	62%	68%	88%
Modalità di erogazione della raccolta	67%	84%	92%	87%	92%	88%
Istruzioni per il corretto conferimento della raccolta	76%	86%	91%	93%	95%	100%
Informazioni sulle modalità di erogazione del servizio	13%	20%	32%	34%	21%	38%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli operatori ai sensi della determina 3/DRIF/2019.

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
Tel. 02 655 651
e-mail: info@arera.it

Maggioli Editore

Impaginazione e grafica

AB Comunicazioni

Stampa

Maggioli Editore



