

SENATO DELLA REPUBBLICA

XVIII LEGISLATURA

Doc. CXLI
n. 1

RELAZIONE

SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA DALL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA, RETI E AMBIENTE (ARERA)

(Aggiornata al 31 marzo 2018)

(Articolo 2, comma 12, lettera i), della legge 14 novembre 1995, n. 481, e articolo 1, comma 12, della legge 23 agosto 2004, n. 239)

Presentata dal Presidente dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente

(BORTONI)

Comunicata alla Presidenza il 13 luglio 2018

VOLUME I



RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2018

Volume I Stato dei Servizi

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Guido Bortoni	<i>Presidente</i>
Alberto Biancardi	<i>Componente</i>
Rocco Colicchio	<i>Componente</i>
Valeria Termini	<i>Componente</i>

Capitolo 1. Contesto internazionale e nazionale	pag.	2
<hr/>		
 Mercati internazionali dei prodotti energetici	pag.	3
Mercato internazionale del petrolio	pag.	4
Mercato internazionale del gas naturale	pag.	9
Mercato internazionale del GNL	pag.	16
Mercato internazionale del carbone	pag.	18
<hr/>		
Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	pag.	21
<hr/>		
Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea	pag.	23
Prezzi dell'energia elettrica	pag.	24
Prezzi del gas	pag.	31
<hr/>		
Domanda e offerta di energia in Italia	pag.	36
<hr/>		
Capitolo 2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico	pag.	42
<hr/>		
Domanda e offerta di energia elettrica nel 2017	pag.	43
<hr/>		
Mercato e concorrenza	pag.	46
Struttura dell'offerta di energia elettrica	pag.	46
Infrastrutture elettriche	pag.	56
Mercato all'ingrosso	pag.	68
Mercato dei Titoli di efficienza energetica	pag.	74
Mercato finale della vendita	pag.	75
<hr/>		
Prezzi e tariffe	pag.	106
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag.	106
Prezzi del mercato al dettaglio	pag.	107
<hr/>		
Qualità del servizio	pag.	114
Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	pag.	114
Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	pag.	118
Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	pag.	128
<hr/>		
Capitolo 3. Struttura, prezzi e qualità nel settore gas	pag.	138
<hr/>		
Domanda e offerta di gas naturale	pag.	139
<hr/>		
Mercato e concorrenza	pag.	142
Struttura dell'offerta di gas	pag.	142
Infrastrutture del gas	pag.	148
Mercato all'ingrosso del gas	pag.	167
Mercato finale al dettaglio	pag.	177
Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	pag.	193
<hr/>		
Prezzi e tariffe	pag.	197
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag.	197

Prezzi del mercato al dettaglio	pag. 203
Condizioni economiche di riferimento	pag. 204
<hr/>	
Qualità del servizio	pag. 211
Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale	pag. 211
Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	pag. 214
Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale	pag. 222
Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas	pag. 226
<hr/>	
Capitolo 4. Struttura del mercato e prezzi nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento	pag. 230
<hr/>	
Struttura del mercato e concorrenza	pag. 231
Stato di diffusione del servizio	pag. 231
Caratteristiche dell'offerta	pag. 232
Caratteristiche della domanda	pag. 234
Operatori del servizio di telecalore	pag. 235
<hr/>	
Prezzi del servizio	pag. 236
Prezzi di fornitura	pag. 236
Contributi di allacciamento	pag. 237
<hr/>	
Capitolo 5. Stato dei servizi idrici	pag. 240
<hr/>	
Investimenti e tariffe	pag. 241
Stato delle approvazioni tariffarie per il secondo periodo regolatorio 2016-2019	pag. 241
Caratteristiche degli schemi regolatori approvati dall'Autorità	pag. 244
Variazioni tariffarie e investimenti	pag. 249
<hr/>	
Qualità contrattuale del SII	pag. 257
<hr/>	
Qualità tecnica del SII	pag. 282
Investimenti pianificati nei Programmi degli Interventi	pag. 282
Lo stato degli indicatori di qualità tecnica	pag. 286

Indice delle tavole

Tav. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale (PIL)	pag. 4
Tav. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2013 al 2017 e previsione per il 2018	pag. 5
Tav. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2013 al 2017 e previsione per il 2018	pag. 6
Tav. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC	pag. 7
Tav. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno dal 2014	pag. 7
Tav. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo	pag. 10
Tav. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE	pag. 10
Tav. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea	pag. 11
Tav. 1.9	Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza	pag. 12
Tav. 1.10	Principali paesi importatori ed esportatori di GNL	pag. 17
Tav. 1.11	Commercio globale di GNL nel 2017	pag. 17
Tav. 1.12	Mercato Internazionale del carbone	pag. 20
Tav. 1.13	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2017	pag. 25
Tav. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2017	pag. 29
Tav. 1.15	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2017	pag. 31
Tav. 1.16	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2017	pag. 34
Tav. 1.17	Bilancio energetico nazionale nel 2016 e nel 2017	pag. 37
Tav. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2016 e nel 2017	pag. 43
Tav. 2.2	Bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2017	pag. 44
Tav. 2.3	Produzione lorda per fonte 2013-2017	pag. 46
Tav. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti	pag. 47
Tav. 2.5	Produttori, impianti e generazione nel 2017 per fonte	pag. 47
Tav. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2017	pag. 51
Tav. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2017	pag. 51
Tav. 2.8	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2017	pag. 52
Tav. 2.9	Presenza territoriale degli operatori nel 2017	pag. 52
Tav. 2.10	Asset della Rete di trasmissione nazionale	pag. 56
Tav. 2.11	Capacità di interconnessione con l'estero	pag. 57
Tav. 2.12	Attività dei distributori elettrici dal 2011	pag. 59
Tav. 2.13	Composizione societaria dei distributori nel 2017	pag. 60
Tav. 2.14	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2017	pag. 61
Tav. 2.15	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2017	pag. 61
Tav. 2.16	Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2017	pag. 62
Tav. 2.17	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2017 per classe di potenza	pag. 63
Tav. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2017 per fascia di consumo e residenza anagrafica	pag. 64
Tav. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2017 per classe di potenza e per fascia di consumo	pag. 65
Tav. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2017 per livello di tensione e di potenza	pag. 66
Tav. 2.21	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento	pag. 68
Tav. 2.22	Volumi scambiati sul Mercato a termine dal 2010	pag. 73
Tav. 2.23	Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME nel 2017	pag. 75
Tav. 2.24	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2017	pag. 75
Tav. 2.25	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente	pag. 76
Tav. 2.26	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione	pag. 78
Tav. 2.27	Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2017	pag. 80
Tav. 2.28	Tassi di switching dei clienti finali	pag. 81

Tav. 2.29	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente	pag. 83
Tav. 2.30	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2017	pag. 84
Tav. 2.31	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2017	pag. 84
Tav. 2.32	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2017	pag. 85
Tav. 2.33	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2017	pag. 86
Tav. 2.34	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2017	pag. 87
Tav. 2.35	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2017	pag. 88
Tav. 2.36	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2017	pag. 89
Tav. 2.37	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2017	pag. 90
Tav. 2.38	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2017	pag. 92
Tav. 2.39	Attività dei venditori dal 2011 al 2017 per classe di vendita	pag. 93
Tav. 2.40	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione	pag. 94
Tav. 2.41	Mercato libero domestico nel 2017 per classe di consumo	pag. 95
Tav. 2.42	Mercato libero domestico nel 2017 per condizione contrattuale applicata	pag. 96
Tav. 2.43	Mercato libero non domestico nel 2017 per classe di consumo	pag. 96
Tav. 2.44	Mercato libero non domestico nel 2017 per livello di tensione	pag. 97
Tav. 2.45	Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi	pag. 98
Tav. 2.46	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero	pag. 99
Tav. 2.47	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2017	pag. 101
Tav. 2.48	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2016 e nel 2017	pag. 104
Tav. 2.49	Servizio di salvaguardia nel 2016 e nel 2017 per regione	pag. 104
Tav. 2.50	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura	pag. 106
Tav. 2.51	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 106
Tav. 2.52	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 107
Tav. 2.53	rezzi medi finali a clienti domestici nel 2017 per classe di consumo	pag. 108
Tav. 2.54	Ripartizione dei clienti domestici nel 2017 per prezzo di approvvigionamento nel mercato libero	pag. 108
Tav. 2.55	Prezzi medi finali ai clienti non domestici nel 2017 per livello di tensione	pag. 109
Tav. 2.56	Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2017	pag. 109
Tav. 2.57	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica	pag. 110
Tav. 2.58	Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2017	pag. 114
Tav. 2.59	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti	pag. 114
Tav. 2.60	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	pag. 115
Tav. 2.61	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici	pag. 115
Tav. 2.62	Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN	pag. 115
Tav. 2.63	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	pag. 116
Tav. 2.64	ASAI relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale	pag. 116
Tav. 2.65	ASAI relativo alle linee elettriche aeree per livello di tensione	pag. 117
Tav. 2.66	Numerosità delle indisponibilità delle linee elettriche aeree, per livello di tensione	pag. 117
Tav. 2.67	Durata delle indisponibilità delle linee elettriche aeree, per livello di tensione	pag. 117
Tav. 2.68	Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione	pag. 117
Tav. 2.69	Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2017	pag. 122
Tav. 2.70	Durata media annuale delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da E-distribuzione	pag. 123
Tav. 2.71	Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione	pag. 123

Tav. 2.72	Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati	pag. 124
Tav. 2.73	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	pag. 125
Tav. 2.74	Numero medio di buchi di tensione per classe di severità su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 126
Tav. 2.75	Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2016	pag. 126
Tav. 2.76	Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2016	pag. 126
Tav. 2.77	Standard in vigore per l'anno 2017 sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e in media tensione	pag. 127
Tav. 2.78	Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e in media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni	pag. 127
Tav. 2.79	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna	pag. 127
Tav. 2.80	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2017	pag. 128
Tav. 2.81	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2017	pag. 129
Tav. 2.82	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti in bassa tensione nel 2017	pag. 130
Tav. 2.83	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici in bassa tensione nel 2017	pag. 130
Tav. 2.84	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2017	pag. 131
Tav. 2.85	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2017	pag. 131
Tav. 2.86	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2017	pag. 131
Tav. 2.87	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2017	pag. 132
Tav. 2.88	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2017	pag. 136
Tav. 3.1	Bilancio del gas naturale 2017	pag. 141
Tav. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2017	pag. 144
Tav. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2017	pag. 146
Tav. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2017	pag. 149
Tav. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2017	pag. 149
Tav. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale a inizio anno termico 2017-2018	pag. 151
Tav. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale per gli anni termici dal 2018-2019 al 2023-2024	pag. 152
Tav. 3.8	Concessioni di stoccaggio in Italia	pag. 153
Tav. 3.9	Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2017-2018 e 2018-2019	pag. 155
Tav. 3.10	Attività dei distributori nel periodo 2011-2017	pag. 157
Tav. 3.11	Attività di distribuzione per regione nel 2017	pag. 158
Tav. 3.12	Livelli di concentrazione nella distribuzione	pag. 159
Tav. 3.13	Composizione societaria dei distributori	pag. 159

Tav. 3.14	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2017	pag. 160
Tav. 3.15	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2017	pag. 161
Tav. 3.16	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo	pag. 161
Tav. 3.17	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso	pag. 162
Tav. 3.18	Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2017	pag. 163
Tav. 3.19	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2016 e 2017 per classe di misuratore	pag. 164
Tav. 3.20	Attività di misura degli utenti distinti per classe di consumo annuo	pag. 165
Tav. 3.21	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2017	pag. 165
Tav. 3.22	Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento	pag. 167
Tav. 3.23	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento	pag. 167
Tav. 3.24	Numero di operatori e vendite nel 2017	pag. 168
Tav. 3.25	Mercato all'ingrosso nel periodo 2013-2017	pag. 168
Tav. 3.26	Approvvigionamento dei grossisti nel 2017	pag. 170
Tav. 3.27	Impieghi di gas dei grossisti nel 2017	pag. 170
Tav. 3.28	Vendite dei principali grossisti nel 2017	pag. 171
Tav. 3.29	Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME	pag. 177
Tav. 3.30	Consumi finali di gas naturale nel 2016 e nel 2017	pag. 178
Tav. 3.31	Attività dei venditori nel periodo 2013-2017	pag. 178
Tav. 3.32	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2017	pag. 181
Tav. 3.33	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2017	pag. 182
Tav. 3.34	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo	pag. 183
Tav. 3.35	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2017	pag. 185
Tav. 3.36	Tassi di switching dei clienti finali nel 2016 e nel 2017	pag. 186
Tav. 3.37	Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi	pag. 188
Tav. 3.38	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2017	pag. 189
Tav. 3.39	Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2017	pag. 191
Tav. 3.40	Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2017	pag. 192
Tav. 3.41	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 194
Tav. 3.42	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 195
Tav. 3.43	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2017	pag. 196
Tav. 3.44	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2017	pag. 197
Tav. 3.45	Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2018	pag. 198
Tav. 3.46	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2018	pag. 200
Tav. 3.47	Corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio per l'anno 2018	pag. 200
Tav. 3.48	Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio per l'anno termico 2018-2019	pag. 201
Tav. 3.49	Articolazione della quota fissa -1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2018	pag. 202
Tav. 3.50	Articolazione della quota variabile -3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2018	pag. 202
Tav. 3.51	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale	pag. 203
Tav. 3.52	Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2017	pag. 204
Tav. 3.53	Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"	pag. 205

Tav. 3.54	Imposte sul gas	pag. 209
Tav. 3.55	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2017	pag. 211
Tav. 3.56	Protezione catodica delle reti nel 2017	pag. 211
Tav. 3.57	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2017	pag. 211
Tav. 3.58	Impianti di odorizzazione nel 2017	pag. 212
Tav. 3.59	Emergenze di servizio nel 2017	pag. 212
Tav. 3.60	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2017, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio	pag. 212
Tav. 3.61	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2017	pag. 212
Tav. 3.62	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2017, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio	pag. 212
Tav. 3.63	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2017	pag. 213
Tav. 3.64	Casi di mancato rispetto nel 2017 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	pag. 213
Tav. 3.65	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2017	pag. 213
Tav. 3.66	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	pag. 216
Tav. 3.67	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi	pag. 216
Tav. 3.68	Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2017	pag. 218
Tav. 3.69	Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2014-2017 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2015-2017 (rete in alta/media pressione)	pag. 219
Tav. 3.70	Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2017	pag. 220
Tav. 3.71	Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2017	pag. 221
Tav. 3.72	Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2017	pag. 221
Tav. 3.73	Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	pag. 223
Tav. 3.74	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	pag. 225
Tav. 3.75	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori	pag. 225
Tav. 3.76	Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	pag. 226
Tav. 3.77	Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	pag. 226
Tav. 3.78	Verifiche eseguite dai Comuni con riferimento agli accertamenti con esito positivo effettuati su impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2016	pag. 226
Tav. 3.79	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributtrice	pag. 227
Tav. 3.80	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributtrice	pag. 227
Tav. 3.81	Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	pag. 227
Tav. 3.82	Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	pag. 227
Tav. 4.1	Produzione di energia relativa all'anno 2016	pag. 232
Tav. 4.2	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di calore negli impianti di teleriscaldamento	pag. 233
Tav. 4.3	Tecnologie di produzione dell'energia termica	pag. 233
Tav. 4.4	Capacità di generazione installata per tecnologia	pag. 233

Tav. 4.5	Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore	pag. 234
Tav. 5.1	Matrice di schemi regolatori per il secondo periodo regolatorio 2016-2019	pag. 241
Tav. 5.2	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per il periodo 2016-2019	pag. 243
Tav. 5.3	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità	pag. 246
Tav. 5.4	Campione di riferimento per l'analisi dei corrispettivi e della spesa media dell'utenza domestica	pag. 252
Tav. 5.5	Volumi degli scaglioni tariffari del servizio di acquedotto nel 2017	pag. 253
Tav. 5.6	Tariffe unitarie degli scaglioni del servizio di acquedotto nel anno 2017	pag. 253
Tav. 5.7	Valori dello scaglione tariffario unico di fognatura e depurazione nel 2017	pag. 254
Tav. 5.8	Valori della parte fissa del corrispettivo nel servizio idrico integrato nel 2017	pag. 254
Tav. 5.9	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2017	pag. 255
Tav. 5.10	Componenti della spesa media nel 2017	pag. 256
Tav. 5.11	Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici	pag. 262
Tav. 5.12	Indennizzi automatici per tipologia d'utenza	pag. 265
Tav. 5.13	Prestazioni eseguite fuori standard relativamente agli standard generali	pag. 266
Tav. 5.14	OPEX _{qc} richiesti e OPEX _{qc} approvati per il quadriennio 2016-2019	pag. 281
Tav. 5.15	Campione di analisi in tema di investimenti pianificati	pag. 282

Indice delle figure

Fig. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori	pag. 5
Fig. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2015	pag. 8
Fig. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	pag. 9
Fig. 1.4	Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent	pag. 13
Fig. 1.5	Prezzi del GNL nell'area asiatica	pag. 14
Fig. 1.6	Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento	pag. 14
Fig. 1.7	Prezzo alla frontiera per Paese importatore	pag. 15
Fig. 1.8	Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere	pag. 15
Fig. 1.9	Prezzo del gas naturale negli hub europei	pag. 16
Fig. 1.10	Prezzi del GNL per aree	pag. 19
Fig. 1.11	Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali	pag. 20
Fig. 1.12	Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA)	pag. 21
Fig. 1.13	Emissioni dei settori ETS nel 2017 rispetto al 2016 per Stato membro	pag. 22
Fig. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei	pag. 26
Fig. 1.15	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici	pag. 27
Fig. 1.16	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei	pag. 30
Fig. 1.17	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali	pag. 30
Fig. 1.18	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici	pag. 32
Fig. 1.19	Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei	pag. 35
Fig. 1.20	Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei	pag. 35
Fig. 1.21	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali	pag. 36
Fig. 1.22	Intensità energetica del PIL dal 1995	pag. 38
Fig. 1.23	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995	pag. 39
Fig. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	pag. 48
Fig. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2017	pag. 49
Fig. 2.3	Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2017	pag. 50
Fig. 2.4	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	pag. 53
Fig. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	pag. 54
Fig. 2.6	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	pag. 54
Fig. 2.7	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013	pag. 55
Fig. 2.8	Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema Italia	pag. 70
Fig. 2.9	Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2017	pag. 71
Fig. 2.10	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2017	pag. 72
Fig. 2.11	Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione del MI nel 2017	pag. 72
Fig. 2.12	Prezzi medi nel 2017 del prodotto baseload di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione	pag. 73
Fig. 2.13	Numero di clienti domestici che acquistano energia nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2007	pag. 77
Fig. 2.14	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	pag. 79
Fig. 2.15	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione e per tipologia di mercato	pag. 79
Fig. 2.16	Tassi di switching dal 2011	pag. 82
Fig. 2.17	Consumi e clienti serviti in maggior tutela nel 2017	pag. 83
Fig. 2.18	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2016	pag. 87
Fig. 2.19	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2017	pag. 89
Fig. 2.20	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione	pag. 91

Fig. 2.21	Distribuzione del numero di offerte rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	pag. 97
Fig. 2.22	Numero di venditori del mercato libero per regione dal 2013	pag. 100
Fig. 2.23	Venditori del servizio di salvaguardia	pag. 105
Fig. 2.24	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi tre anni	pag. 110
Fig. 2.25	Livello dei prezzi nell'ultimo triennio	pag. 111
Fig. 2.26	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei	pag. 211
Fig. 2.27	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	pag. 113
Fig. 2.28	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	pag. 113
Fig. 2.29	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione	pag. 118
Fig. 2.30	Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione	pag. 119
Fig. 2.31	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 120
Fig. 2.32	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	pag. 120
Fig. 2.33	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione	pag. 121
Fig. 2.34	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 121
Fig. 2.35	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2017	pag. 124
Fig. 2.36	Utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2017	pag. 125
Fig. 2.37	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2017	pag. 132
Fig. 2.38	Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione nel 2017	pag. 133
Fig. 2.39	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2016	pag. 133
Fig. 2.40	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2017	pag. 134
Fig. 2.41	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2017	pag. 134
Fig. 2.42	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2017	pag. 135
Fig. 2.43	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2017	pag. 135
Fig. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	pag. 139
Fig. 3.2	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980	pag. 143
Fig. 3.3	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2017	pag. 144
Fig. 3.4	Immissioni in rete negli ultimi due anni	pag. 145
Fig. 3.5	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	pag. 145
Fig. 3.6	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2017, secondo la durata intera	pag. 147
Fig. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2017, secondo la durata residua	pag. 148
Fig. 3.8	Attività di trasporto dal 2008	pag. 150
Fig. 3.9	Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici	pag. 154
Fig. 3.10	Gruppi di misura elettronici e tradizionali dal 2013 per tipologia di cliente	pag. 164
Fig. 3.11	Sottoscrittori del PSV dal 2008	pag. 172
Fig. 3.12	Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale	pag. 173

Fig. 3.13	Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale	pag. 174
Fig. 3.14	Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas	pag. 177
Fig. 3.15	Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	pag. 186
Fig. 3.16	Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	pag. 187
Fig. 3.17	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2017	pag. 190
Fig. 3.18	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2017	pag. 190
Fig. 3.19	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni	pag. 205
Fig. 3.20	Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni	pag. 206
Fig. 3.21	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei	pag. 206
Fig. 3.22	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 207
Fig. 3.23	Composizione percentuale all'1 aprile 2018 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 208
Fig. 3.24	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 210
Fig. 3.25	Composizione percentuale all'1 aprile 2018 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 210
Fig. 3.26	Percentuale di rete ispezionata dal 2002	pag. 215
Fig. 3.27	Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2017	pag. 215
Fig. 3.28	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti	pag. 217
Fig. 3.29	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	pag. 217
Fig. 3.30	Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace	pag. 218
Fig. 3.31	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale	pag. 223
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	pag. 224
Fig. 4.1	Evoluzione dell'estensione delle reti di teleriscaldamento e della volumetria allacciata	pag. 231
Fig. 4.2	Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento	pag. 232
Fig. 4.3	Calore fornito distinto per tipologia di utenza e relativo utilizzo	pag. 234
Fig. 4.4	Quota di mercato degli operatori in base alla volumetria allacciata	pag. 235
Fig. 5.1	Copertura, per macroarea geografica, della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità	pag. 243
Fig. 5.2	Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità	pag. 244
Fig. 5.3	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	pag. 245
Fig. 5.4	Quota degli Investimenti programmati per Quadrante della matrice di schemi regolatori	pag. 246
Fig. 5.5	Distribuzione delle variazioni tariffarie (anni 2018 e 2019) nell'ambito della matrice di schemi regolatori	pag. 247
Fig. 5.6	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2017	pag. 247
Fig. 5.7	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2017	pag. 248
Fig. 5.8	Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2017	pag. 248
Fig. 5.9	Variazione media per macroarea dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2017	pag. 249
Fig. 5.10	Investimenti pro capite netti per macroarea pianificati per il quadriennio 2016-2019	pag. 250
Fig. 5.11	Investimenti pro capite lordi per macroarea pianificati per il quadriennio 2016-2019	pag. 251
Fig. 5.12	Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2016-2019	pag. 251
Fig. 5.13	Dinamica della RAB nel quadriennio 2016-2019	pag. 252
Fig. 5.14	Variabilità della spesa media annua nel 2017	pag. 255
Fig. 5.15	Ripartizione geografica del panel 2017	pag. 259
Fig. 5.16	Ripartizione per area geografica della popolazione servita dal panel nel 2017	pag. 259
Fig. 5.17	Ripartizione geografica della popolazione servita dal gestore con Carta dei servizi aggiornata	pag. 260

Fig. 5.18	Rispetto degli standard specifici per area	pag. 261
Fig. 5.19	Totale indennizzato nel 2016 e nel 2017	pag. 264
Fig. 5.20	Casi con diritto all'indennizzo e indennizzi automatici medi per area	pag. 265
Fig. 5.21	Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale	pag. 267
Fig. 5.22	rispetto degli standard generali per area	pag. 267
Fig. 5.23	Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area	pag. 268
Fig. 5.24	Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area	pag. 269
Fig. 5.25	Rispetto degli standard su preventivazione di lavori e allacci nel 2016 e nel 2017	pag. 270
Fig. 5.26	Rispetto degli standard sull'esecuzione di lavori e allacci nel 2016 e nel 2017	pag. 271
Fig. 5.27	Rispetto degli standard su avvio e cessazione del rapporto contrattuale nel 2016 e nel 2017	pag. 272
Fig. 5.28	Tempo per l'emissione della fattura e tempo di rettifica di fatturazione nel 2016 e nel 2017	pag. 273
Fig. 5.29	Rispetto dello standard di periodicità di fatturazione nel 2017	pag. 273
Fig. 5.30	Rispetto degli standard sugli appuntamenti nel 2016 e 2017	pag. 274
Fig. 5.31	Rispetto degli standard su misuratori e livello di pressione nel 2016 e nel 2017	pag. 275
Fig. 5.32	Rispetto degli standard sul pronto intervento nel 2016 e nel 2017	pag. 276
Fig. 5.33	Rispetto degli standard sui tempi di attesa agli sportelli nel 2016 e nel 2017	pag. 276
Fig. 5.34	Rispetto dello standard sul Call center nel 2016 e nel 2017	pag. 277
Fig. 5.35	Rispetto degli standard sulle risposte scritte nel 2016 e nel 2017	pag. 278
Fig. 5.36	Rispetto dello standard sulla risposta ai reclami per area nel 2016 e nel 2017	pag. 279
Fig. 5.37	Rispetto dello standard sulla risposta a richieste scritte di informazioni per area nel 2016 e nel 2017	pag. 279
Fig. 5.38	Rispetto dello standard sulla risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione per area nel 2016 e nel 2017	pag. 280
Fig. 5.39	OPEX _{qc} approvati nel quadriennio 2016-2019 pro capite, per area	pag. 281
Fig. 5.40	Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2016-2019	pag. 283
Fig. 5.41	Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2016-2019 per area geografica	pag. 283
Fig. 5.42	Criticità che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti	pag. 284
Fig. 5.43	Andamento investimenti previsti nel periodo 2016-2019	pag. 285
Fig. 5.44	Andamento investimenti totali e pro-capite previsti nel periodo 2016-2019	pag. 285
Fig. 5.45	Ripartizione degli investimenti per fonte di finanziamento nel periodo 2016-2019	pag. 286
Fig. 5.46	Volume di perdite totali, reali e apparenti, rispetto al volume immesso in distribuzione	pag. 289
Fig. 5.47	Simulazione dei valori assunti dagli indicatori M1a ed M1b per il panel di gestioni analizzate	pag. 290
Fig. 5.48	Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1	pag. 291
Fig. 5.49	Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per aree geografiche per il macro-indicatore M1	pag. 291
Fig. 5.50	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1: confronto tra la situazione iniziale e la situazione a 5 anni	pag. 292
Fig. 5.51	Dinamica dei valori degli indicatori M1a e M1b: situazione attuale e simulazione a 5 anni	pag. 292
Fig. 5.52	Valori medi, massimi e minimi nazionali effettivi dichiarati dai gestori relativi alle interruzioni del servizio	pag. 293
Fig. 5.53	Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3	pag. 295

Fig. 5.54	Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4	pag. 296
Fig. 5.55	Destinazione dei fanghi di depurazione	pag. 298
Fig. 5.56	Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5	pag. 298
Fig. 5.57	Tasso di non conformità per impianti superiori ai 2.000 A.E. tenuti al rispetto delle tabelle di cui all'allegato 5, parte terza del Dlgs 152/2006 e s.m.i.	pag. 299

1.

Contesto
internazionale
e nazionale

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Nel 2017 l'economia mondiale ha accelerato rispetto all'anno precedente (Tav. 1.1), registrando il tasso di crescita più elevato dal 2011 (+3,8%). È stato l'effetto della ripresa generalizzata degli investimenti nelle economie più avanzate, della riforma fiscale americana e di una crescita dell'economia europea maggiore delle attese. Tassi di crescita costanti o di poco superiori a quelli del 2016 si sono registrati nei paesi asiatici, mentre un netto rallentamento si è manifestato nel Medio Oriente, a seguito dei tagli di offerta di petrolio decisi dall'OPEC nel 2017.

Gli Stati Uniti, dopo il calo del tasso di crescita del 2016, sono ripartiti a ritmi sostenuti (+2,3%): le politiche di riduzione della pressione fiscale sulle imprese e sulle famiglie hanno visto un contestuale rafforzamento degli investimenti e dei consumi.

I tassi di crescita dell'Unione europea e dell'Area euro (rispettivamente +2,7% e +2,3%) sono stati i più alti degli ultimi cinque anni, in conseguenza del ciclo economico favorevole, del miglioramento del clima di fiducia e di uno sviluppo positivo del mercato del lavoro, con effetti sugli investimenti delle famiglie e, in generale, sulla domanda interna.

L'Italia, beneficiando della ripresa dell'Area euro, ha registrato la crescita maggiore dal 2010 (+1,5%), grazie soprattutto alle esportazioni, sostenute dal recupero della domanda internazionale, agli investimenti in macchinari e attrezzature, al turismo e alla domanda interna.

È proseguita anche la crescita in Giappone, che nel 2017 ha conosciuto una maggiore spinta (+1,7%) rispetto agli anni precedenti,

segnando la ripresa più vivace dal 2013. L'effetto è riconducibile alle politiche monetarie e fiscali espansive della Banca del Giappone, a supporto di un'inflazione che, se pure ancora prossima allo zero, ha visto raggiungere l'1% nel dicembre 2017.

Tra i paesi asiatici e nel 2017, la Cina è cresciuta più delle attese e più del 2016 (+6,9%). La crescita cinese ha subito un rallentamento rispetto al passato, ma il paese sta attraversando la transizione da un'economia trainata da investimenti e manifattura a un'economia in cui pesano sempre più i consumi, i servizi e gli effetti di una massiccia urbanizzazione. L'India è cresciuta a un ritmo lievemente inferiore (+6,7%), ma le prospettive per i prossimi due anni sono di una ripresa da primato (+7,4% nel 2018 e +7,8% nel 2019), che dovrebbe permettere al paese di superare la Cina. Quest'ultima invece dovrebbe mantenersi su livelli espansivi prossimi agli attuali, stabilizzandosi, secondo le previsioni, su tassi di crescita del 6,6% nel 2018 e del 6,4% nel 2019.

Dai dati 2017 emerge il rallentamento dei paesi appartenenti all'area MENA, Medio Oriente e Nord Africa (+2,2% nel 2017, in calo rispetto al +4,9% del 2016). A frenare la crescita sono stati i paesi medio-orientali produttori di petrolio, in particolare Kuwait (-2,5%), Iraq (-0,8%) e Arabia Saudita (-0,7%). Il rispetto dei tagli di produzione definiti insieme agli altri paesi appartenenti al cartello OPEC ha direttamente inciso sul prodotto interno lordo. Le stime di crescita economica dell'area previste per i prossimi due anni includono però l'effetto congiunto dell'aumento di domanda petrolifera e di un incremento dei prezzi del greggio.

TAV. 1.1

Tassi di crescita
dell'economia mondiale (PIL)
Valori percentuali

AGGREGATO MONDIALE	2014	2015	2016	2017	2016	PREVISIONE APRILE 2017	
						2018	2019
Mondo	3,5	3,6	3,5	3,2	3,8	3,9	3,9
Economie avanzate	1,3	2,1	2,3	1,7	2,3	2,5	2,2
Stati Uniti	1,7	2,6	2,9	1,5	2,3	2,9	2,7
Unione europea	0,3	1,8	2,4	2,0	2,7	2,5	2,1
Area euro	-0,2	1,3	2,1	1,8	2,3	2,4	2,0
Giappone	2,0	0,4	1,4	0,9	1,7	1,2	0,9
Comunità Stati indipendenti	2,5	2,0	-2,0	0,4	2,1	2,2	2,1
Paesi asiatici in via di sviluppo	6,9	6,8	6,8	6,5	6,5	6,5	6,6
Cina	7,8	7,3	6,9	6,7	6,9	6,6	6,4
India	6,4	7,4	8,2	7,1	6,7	7,4	7,8
Asean-5	5,2	4,6	4,8	5,0	5,3	5,3	5,4
America Latina e Caraibi	2,9	1,3	0,3	-0,6	1,3	2,0	2,8
Medio Oriente e Nord Africa	2,5	2,6	2,4	4,9	2,2	3,2	3,6
Africa sub-sahariana	5,3	5,1	3,4	1,4	2,8	3,4	3,7

Fonte: FMI, World Economic Outlook Database, aprile 2018.

Mercato internazionale del petrolio

Anche nel 2017 il mercato del petrolio è stato caratterizzato da instabilità, con i prezzi del Brent scesi dai 54,7 \$/b (dollari al barile) di gennaio ai 46,5 \$/b di giugno e poi, con l'inversione di tendenza registrata nel secondo semestre, risaliti sino ai 64,2 \$/b di dicembre. Nelle due riunioni del 2017 tra i produttori OPEC e un nuovo gruppo di dieci paesi, non facenti parte dell'organizzazione e guidati dalla Russia, è stato confermato il proseguimento del taglio congiunto di 1,8 milioni di b/g (barili al giorno) fino alla fine del 2018. Sono state in tal modo rafforzate le aspettative riguardanti l'efficacia di questo nuovo accordo allargato nell'esercitare effetti concreti per il ribilanciamento del mercato.

Domanda e offerta

Il 2017 ha visto l'ennesima crescita della domanda mondiale di petrolio, che ha raggiunto quota 97,8 milioni di b/g (Tav. 1.2),

corrispondente a un volume addizionale di 1,6 milioni di b/g rispetto ai dati consuntivi 2016 (+1,7%, contro il +1,2% dell'anno precedente). Le proiezioni di inizio anno mostrano che l'incremento dei consumi petroliferi proseguirà anche nel 2018 (+1.5 milioni di b/g), raggiungendo un ulteriore record storico a quota 99,3 milioni di b/g, dovuto principalmente all'incremento dei consumi della Cina e dei paesi asiatici non OCSE. Nel 2017, la Cina ha recuperato il rallentamento subito nel 2016 e ha registrato l'incremento più sostenuto (+0,6 milioni di b/g, +5%), a seguito di una crescita economica anch'essa sopra le aspettative, caratterizzata anche dall'espansione dei settori dei trasporti e petrolchimico. Negli altri paesi asiatici la crescita è stata di 0,4 milioni di b/g, (+3%).

Nei paesi OCSE l'aumento dei consumi petroliferi è stato di poco più dell'1%, con il maggior incremento di domanda in valore assoluto registrato in Europa (+0,4 milioni di b/g, +3%), supportato sia dalla crescita economica, sia dai prezzi del petrolio che, rimasti deboli

TAV. 1.2

Domanda mondiale di petrolio dal 2013 al 2017 e previsione per il 2018
Milioni di barili/giorno

	2013	2014	2015	2016	2017	PREVISIONE 2018
Paesi OCSE	46,1	45,8	46,4	46,9	47,4	47,7
America ^(A)	24,2	24,2	24,6	24,7	24,9	25,1
Europa ^(B)	13,6	13,5	13,8	14,0	14,4	14,4
Asia-Oceania ^(C)	8,3	8,1	8,1	8,1	8,2	8,1
Paesi non OCSE	45,6	47,4	48,6	49,3	50,4	51,6
Russia e altri Paesi ex URSS	4,5	4,7	4,6	4,7	4,7	4,8
Europa	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
Cina	10,4	10,8	11,6	11,8	12,4	12,9
Altri Asia	11,7	11,8	12,4	12,9	13,3	13,8
America Latina	6,6	6,9	6,7	6,6	6,6	6,6
Medio Oriente	8,0	8,4	8,4	8,3	8,3	8,4
Africa	3,8	4,1	4,3	4,3	4,3	4,4
Totale mondo	91,7	93,1	95,0	96,2	97,8	99,3

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

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

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

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2017.

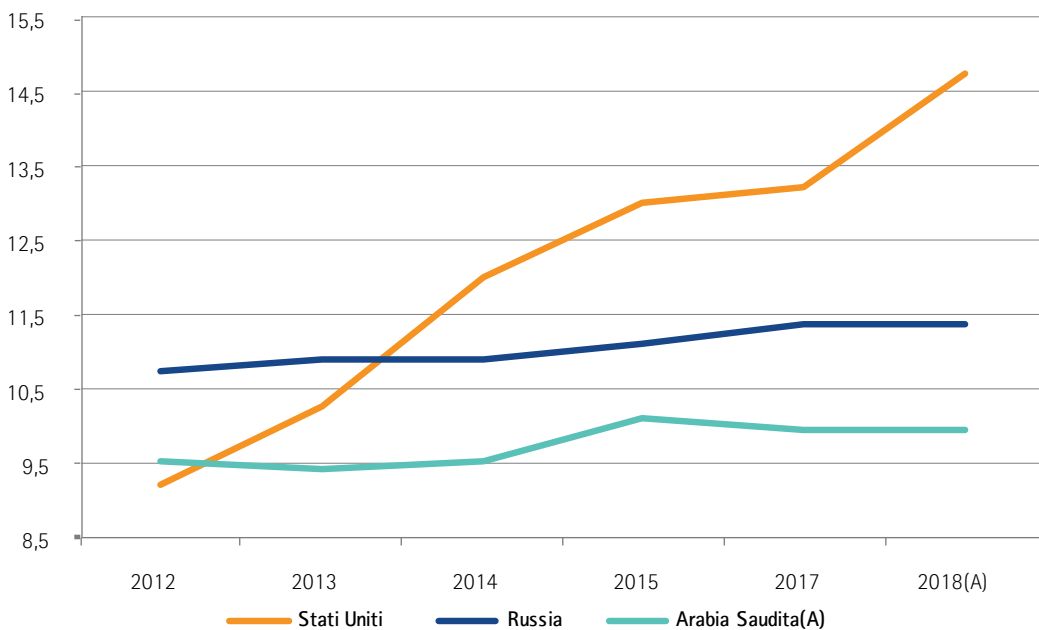


FIG. 1.1

Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori
Milioni di barili/giorno; previsioni per il 2018

(A) Media del primo trimestre.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati AIE

per gran parte dell'anno, hanno beneficiato del tasso di cambio favorevole dell'euro rispetto al dollaro. I consumi europei del 2017 sono andati oltre le previsioni, ma segnali di rallentamento potrebbero arrivare nel 2018. Anche il Nord America ha mostrato una crescita dell'1% (+0,2 milioni di b/g) spiegata in larga parte dall'andamento positivo dei consumi negli Stati Uniti, in ripresa

dopo un declino iniziato negli anni successivi al 2005, quando era stato toccato il record storico di consumi del paese a 20,8 milioni di b/g. Le prospettive di aumento di domanda in Nord America nel 2018 rimangono della stessa entità degli anni precedenti (+0,2 milioni di b/g), per effetto del proseguimento della crescita economica dell'area.

TAV. 1.3

Produzione mondiale di petrolio dal 2013 al 2017 e previsione per il 2018
Milioni di barili/giorno

	2013	2014	2015	2016	2017	PREVISIONE 2018
Paesi OCSE	21,0	22,9	23,9	23,4	24,1	25,8
Americhe	17,2	19,1	20,0	19,5	20,3	21,9
Europa	3,3	3,3	3,5	3,5	3,5	3,5
Asia-Oceania	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
Paesi non OCSE e non OPEC	29,3	29,2	29,7	29,3	29,3	29,3
Russia e altri Paesi ex URSS	13,8	13,9	14,1	14,2	14,4	14,4
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	4,2	4,2	4,3	4,0	3,9	3,8
Resto Asia	3,5	3,5	3,6	3,6	3,5	3,4
America Latina	4,2	4,4	4,6	4,5	4,5	4,6
Medio Oriente	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2
Africa	2,0	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8
Altro non OPEC						
Miglioramenti di raffinazione	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3
Biocarburanti ^(A)	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5
Totale non OPEC	54,5	56,6	58,1	57,4	58,1	59,9
Totale OPEC ^(B)	36,7	37,1	38,4	39,6	39,2	38,9
Greggio	30,6	30,7	31,8	32,8	32,4	32,0
Gas liquidi	6,1	6,4	6,6	6,8	6,9	6,9
Totale mondo	91,2	93,6	96,5	97,0	97,4	97,9
Variazione scorte ^(C)	-0,5	0,5	1,5	0,8	-0,4	-1,4

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

(B) Riferito ai paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Il dato del 2013 è calcolato come differenza tra il fabbisogno mondiale e la produzione non OPEC, nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

(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: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2018.

Nel 2017 è proseguito il taglio di produzione (Tav. 1.3) definito negli accordi di fine 2016 tra i paesi OPEC e i dieci paesi non OPEC guidati dalla Russia, dai quali è nato un cartello temporaneo denominato "OPEC Plus". Il primo accordo tra i paesi OPEC, risalente a novembre 2016, prevedeva un taglio di 1,2 milioni di b/g (rispetto al livello di ottobre) e un tetto produttivo complessivo di 32,5 milioni di b/g. Un'ulteriore riduzione di 0,6 milioni di b/g è stata concordata nell'innovativo accordo tra undici paesi non OPEC effettuato qualche giorno dopo, sempre nella sede ufficiale OPEC di Vienna (i paesi sono diventati poi dieci a causa dell'entrata della Guinea Equatoriale nell'OPEC). Il taglio complessivo di 1,8 milioni di b/g è stato riconfermato sia durante la riunione del 25 maggio 2017, sia in quella del 30 novembre 2017, allungando la validità dell'accordo fino al termine del 2018.

Nella seconda metà del 2017 è emerso come i tagli siano stati generalmente rispettati (Tav. 1.4). Rispetto ai dati finali 2016,

la produzione OPEC del 2017 è calata di 0,45 milioni di b/g, con contributo differente dei singoli paesi: l'Arabia Saudita è il paese che ha effettuato il taglio maggiore (-0,46 milioni di b/g), seguito dal Venezuela (-0,27 milioni di b/g) e dal Kuwait (-0,17 milioni di b/g). Si sono registrati incrementi di produzione in Libia e Nigeria (+0,44 e + 0,06 milioni di b/g rispettivamente), paesi che erano stati esentati dal taglio durante l'accordo di novembre 2016, mentre il rialzo produttivo registrato in Iran (+ 0,25 milioni di b/g) è stato causato da un tetto produttivo più elevato concesso al paese (3,8 milioni di b/g). I dati relativi alla produzione statunitense mostrano invece una tendenza opposta (Fig. 1.1): a livello aggregato, la produzione è aumentata di 0,66 milioni di b/g, favorita da un'inversione di tendenza del numero di pozzi petroliferi attivi che, dopo due anni di continuo declino, sono aumentati a partire dal secondo semestre del 2016.

TAV. 1.4

Produzione trimestrale di greggio OPEC

Milioni di barili/giorno

	2016					2017					2017 ^(A)
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA	
Algeria	1,10	1,09	1,13	1,12	1,11	1,05	1,06	1,06	1,02	1,05	1,01
Angola	1,77	1,74	1,73	1,61	1,71	1,64	1,64	1,67	1,62	1,64	1,55
Ecuador	0,54	0,55	0,55	0,54	0,55	0,52	0,53	0,54	0,53	0,53	0,52
Gabon ^(B)		0,23	0,23	0,22	0,23	0,20	0,20	0,20	0,21	0,20	0,21
Guinea Equatoriale ^(B)					0,14		0,12	0,12	0,13	0,12	0,13
Indonesia ^(B)	0,71	0,74	0,74		0,73						
Iran	3,15	3,59	3,67	3,81	3,55	3,78	3,77	3,83	3,81	3,8	3,81
Iraq	4,28	4,30	4,42	4,62	4,42	4,45	4,50	4,48	4,45	4,47	4,45
Kuwait	2,83	2,81	2,89	2,86	2,88	2,71	2,71	2,70	2,70	2,71	2,70
Libia	0,36	0,32	0,31	0,57	0,39	0,66	0,71	0,94	1	0,83	1,01
Nigeria	1,76	1,53	1,36	1,46	1,47	1,39	1,49	1,62	1,60	1,53	1,67
Qatar	0,66	0,66	0,64	0,64	0,65	0,60	0,62	0,6	0,61	0,61	0,60
Arabia Saudita	10,21	10,32	10,61	10,55	10,42	9,90	9,97	9,99	9,99	9,96	9,95
Emirati Arabi Uniti	2,81	2,97	3,09	3,13	3,05	2,94	2,93	2,94	2,90	2,93	2,84
Venezuela	2,36	2,25	2,18	2,12	2,24	2,04	2,05	1,99	1,75	1,97	1,55
TOTALE	32,54	33,10	33,55	33,25	32,80	31,88	32,30	32,68	32,32	32,35	32,00

(A) Media del primo trimestre.

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

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

TAV. 1.5

Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno

Milioni di barili/giorno

	PRODUZIONE SOSTENIBILE					CAPACITÀ DI RISERVA				
	2014	2015	2016	2017	2018 ^(A)	2014	2015	2016	2017	2018 ^(A)
Algeria	1,17	1,14	1,12	1,13	1,08	0,05	0,03	0,01	0,00	0,10
Angola	1,80	1,80	1,67	1,78	1,60	0,08	0,01	0,01	0,13	0,06
Ecuador	0,57	0,57	0,56	0,56	0,54	0,02	0,03	0,01	0,02	0,02
Gabon	0,23	0,23	0,23	0,23	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Guinea Equatoriale					0,13					0,00
Iran	2,90	3,60	3,75	3,75	3,85	0,06	0,80	0,30	0,03	0,04
Iraq	3,60	4,04	4,61	4,66	4,75	0,00	0,06	0,16	0,02	0,31
Kuwait	2,85	2,82	2,93	2,93	2,94	0,09	0,04	0,00	0,12	0,24
Libia	0,85	0,49	0,60	0,65	1,02	0,41	0,08	0,06	0,03	0,03
Nigeria	2,00	1,89	1,70	1,70	1,70	0,13	0,09	0,20	0,31	0,05
Arabia Saudita	12,40	12,29	12,20	12,20	12,1	2,78	2,10	2,07	1,72	2,18
Qatar	0,73	0,70	0,67	0,67	0,64	0,06	0,04	0,00	0,04	0,04
Emirati Arabi Uniti	2,90	2,93	3,10	3,14	3,18	0,14	0,04	0,20	0,01	0,31
Venezuela	2,60	2,50	2,14	2,20	1,5	0,18	0,08	0,11	0,08	0,01
TOTALE	34,60	35,00	35,11	35,60	35,24	4,00	3,40	3,13	2,51	3,39

(A) Riferite al periodo gennaio-marzo 2018.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2018.

Prezzi dei greggi

Nel 2017 l'andamento dei prezzi del greggio è stato altalenante.

Nei primi due mesi dell'anno i prezzi del Brent sono rimasti stabili intorno ai 55 \$/b, in linea con i prezzi di dicembre 2016, che già avevano parzialmente scontato le notizie sugli accordi OPEC Plus appena siglati di novembre e inizio dicembre. Successivamente, sono stati resi noti i dati relativi alle scorte americane che hanno evidenziato incrementi consecutivi per alcune settimane, mentre andavano contestualmente riducendosi le posizioni lunghe (in acquisto) accumulate dagli operatori nei mesi precedenti. Di conseguenza, i prezzi hanno visto una leggera discesa, con valori intorno a 52 \$/b tra marzo e aprile. La conferma del prolungamento del taglio decisa dai paesi OPEC Plus, giunta a fine maggio, non ha avuto effetti sui prezzi, che al contrario hanno continuato a mostrare segni di indebolimento. Il minimo annuale a quota 46,5 \$/b è stato toccato a giugno.

Nel secondo semestre, nonostante l'aumento di offerta proveniente da Libia e Nigeria, conseguente all'esonazione dai tagli, si è registrata un'effettiva inversione di tendenza dei prezzi. I dati relativi alla raffinazione, provenienti dagli Stati Uniti durante la stagione estiva, la cosiddetta *driving season*, hanno mostrato una domanda

in aumento, sostenuta anche dalla stessa discesa dei prezzi dei mesi precedenti e da una congiuntura statunitense più robusta.

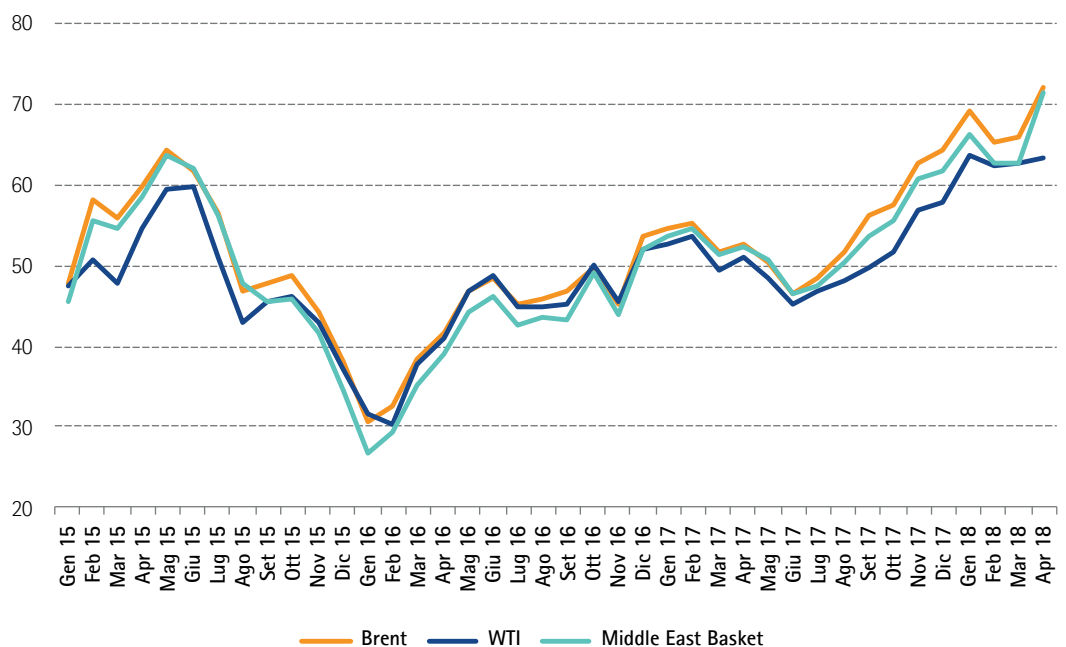
La crescita economica nei paesi emergenti è stata un ulteriore fattore chiave per l'aumento della domanda di petrolio, come dimostrato dalla dinamica dei consumi in Cina.

Nel secondo semestre 2017 si è inoltre assistito a un riequilibrio del mercato a livello mondiale: il miglioramento del livello di aderenza ai tagli stabiliti nell'accordo OPEC Plus ha comportato un aumento di offerta proveniente quasi esclusivamente dagli Stati Uniti. Il mercato ha prontamente scontato tali effetti sui prezzi del Brent, che sono saliti a partire da luglio 2017. In aggiunta, il dollaro ha registrato in quei mesi un progressivo indebolimento rispetto alla divisa europea. Le aspettative di un ulteriore allungamento dell'efficacia dell'accordo OPEC Plus nella riunione tenutasi a novembre ha poi contribuito a una spinta ulteriore dei prezzi fino a fine anno, con il Brent che a dicembre ha raggiunto il livello medio di 64,2 \$/b, la quotazione più alta del 2017.

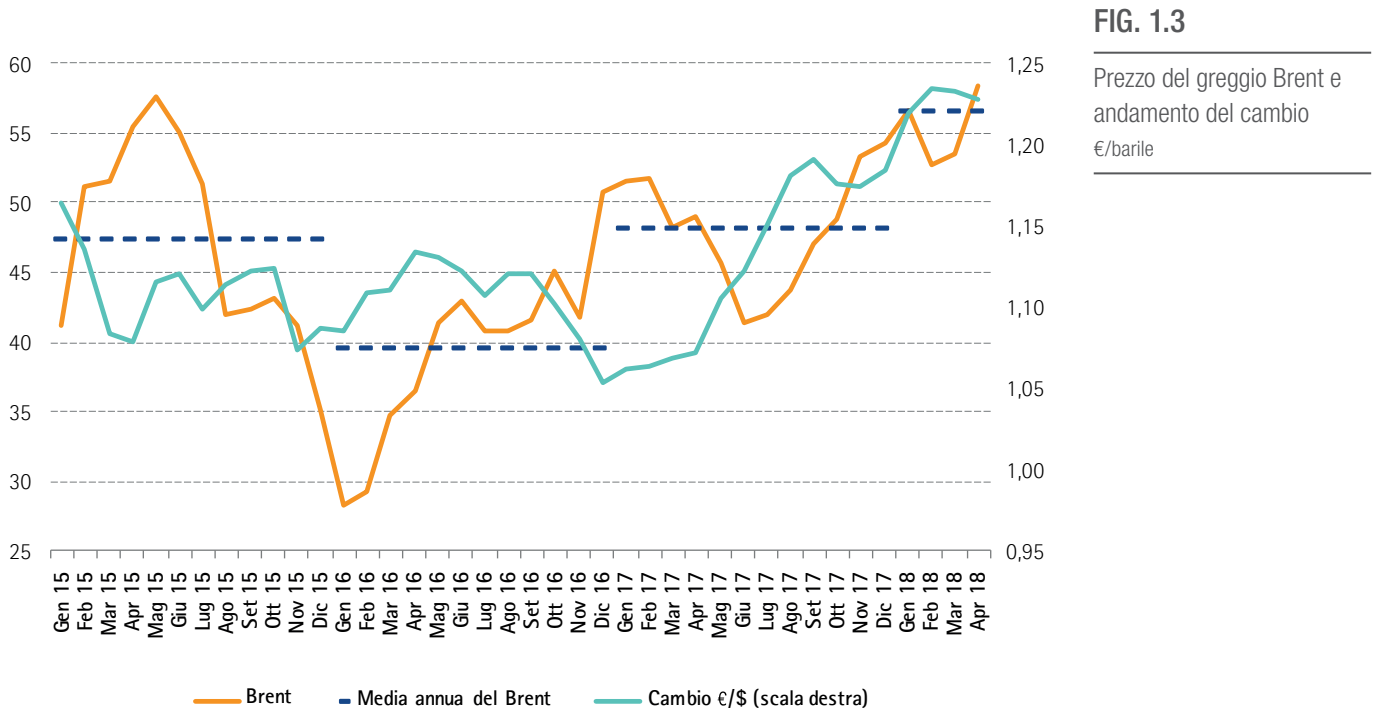
A livello di intero anno, nel 2017 i prezzi del petrolio Brent, greggio di riferimento per l'Europa, è stato in media di 48,1 \$/b, il 22% in più rispetto all'anno precedente. I paesi dell'Area euro hanno visto grazie alla moneta unica e al suo apprezzamento sul dollaro un aumento del 19%, su valori assoluti prossimi a quelli del 2015 (Figg. 1,2 e 1.3).

FIG. 1.2

Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2015
\$/barile



Fonte: Platts.



Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

Nel 2017 la domanda mondiale di gas naturale ha registrato un incremento del 2,8% (Tav. 1.6). È stata trainata in maniera preponderante dalla crescita dei consumi in Cina – del 18%, corrispondente a 37 G(m³) incrementali – conseguente alle decisioni del governo di ridurre l'uso del carbone per mitigare l'inquinamento atmosferico.

L'area OCSE America è rimasta di gran lunga quella con il più alto livello di consumi, pari a circa il 26% sul totale mondiale, nonostante sia stata l'unica area ad aver registrato una diminuzione dei prelievi (-0,8%). In particolare, negli USA il calo dei consumi è da ascrivere alla contrazione della domanda elettrica, per il disaccoppiamento tra crescita economica e consumi elettrici, nonché al contestuale aumento delle fonti rinnovabili. La produzione di gas ha comunque fatto segnare un leggero aumento, in cerca di sbocchi di esportazione. In leggero rialzo (+0,4%) sono stati invece i consumi relativi all'area Asia-Oceania (Tav. 1.7), con i maggiori contributi da Australia (+6%) e Corea (+5%), mentre il Giappone ha presentato una domanda stabile,

con un aumento nella prima parte dell'anno, compensato però dal calo dei mesi successivi per la ripresa produttiva di alcuni impianti nucleari. L'aumento dei consumi è continuato invece in maniera vivace nell'area OCSE Europa, dove si è registrata una crescita del 5% favorita in generale dalla ripresa, e in particolare dal rialzo dei volumi di produzione del settore manifatturiero e dalla crescita dei consumi di gas nel settore elettrico un po' in tutti i paesi.

In particolare, nell'Unione europea – a fronte di aumenti di consumi di gas nel settore elettrico, cresciuti di 17 G(m³) rispetto ai 90 del 2016, in virtù della sostituzione di carbone con gas – si è registrato un aumento della quota del gas tra le diverse fonti (dal 19,5% del 2016 al 22% del 2017), insieme a quella delle rinnovabili.

Per il terzo anno consecutivo, i consumi totali di gas nell'Unione europea hanno quindi registrato nel complesso un aumento (+4%), assestandosi a quota 486 G(m³) e superando così il livello di consumo totale del 2013, pari a 473 G(m³) prima del crollo del 2014 (-12%).

Tra i paesi dell'Unione europea gli incrementi più significativi si sono verificati in Portogallo (+22%), Grecia (+21%), Paesi

TAV. 1.6

Consumo di gas naturale
nelle principali aree del
mondo
G(m³)

	2013	2014	2015	2016	2017
Paesi OCSE	1.618	1.602	1.623	1.687	1.704
Paesi ex URSS	574	570	604	599	606
Altri Paesi	1.189	1.221	1.171	1.257	1.335
TOTALE MONDO	3.381	3.393	3.398	3.543	3.644
di cui Unione europea	473	417	436	468	486
di cui USA	739	761	780	786	766
di cui Cina	139	157	160	209	246
di cui Giappone	129	132	127	125	125

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati AIE, BP e Jodi Gas World Database.

Bassi (+10,5%) e Spagna (+8,7%). Tra i maggiori consumatori, Italia e Germania hanno visto i prelievi incrementarsi rispettivamente del 6% e del 3,2%, mentre sono diminuiti del 2,6% quelli britannici dopo il forte aumento dell'anno

precedente. La Germania rimane il primo consumatore europeo di gas, con 92 G(m³) e una quota sui consumi totali pari al 19%, seguita dal Regno Unito (16,3%) e dall'Italia (15,5%) (Tav. 1.8).

TAV. 1.7

Bilancio del gas naturale
nell'area OCSE
G(m³)

AREA DI CONSUMO	2013	2014	2015	2016	2017
OCSE Americhe					
Produzione interna	900	943	979	973	984
Saldo import/export	4	1	-8	-15	-42
Disponibilità	904	944	971	958	942
Variazione scorte	-19	9	16	-10	-8
Consumo apparente	923	935	955	968	950
Consumo effettivo	906	935	947	960	952
OCSE Asia-Oceania					
Produzione interna	67	72	71	112	132
Saldo import/export	149	151	139	113	101
Disponibilità	216	223	210	225	233
Variazione scorte	1	1	0	-2	1
Consumo apparente	215	222	211	227	232
Consumo effettivo	210	216	206	224	225
OCSE Europa					
Produzione interna	269	252	246	243	244
Saldo import/export	230	208	224	249	281
Disponibilità	499	460	470	492	525
Variazione scorte	-3	7	-3	-12	-2
Consumo apparente	502	453	473	504	527
Consumo effettivo	503	452	470	502	527
Totale OCSE					
Produzione interna	1.236	1.267	1.296	1.328	1.360
Saldo import/export	383	360	355	347	340
Disponibilità	1.619	1.627	1.651	1.675	1.700
Variazione scorte	-21	17	13	-24	-9
Consumo apparente	1.640	1.610	1.638	1.699	1.709
Consumo effettivo	1.619	1.603	1.623	1.686	1.704

Fonte: AIE, Monthly Gas Statistics, gennaio 2018.

TAV. 1.8

Consumi di gas naturale
nell'Unione europea
G(m³)

	2013	2014	2015	2016	2017	DIFFERENZA 2016-2012
Austria	8,5	7,8	8,3	8,7	9,5	1,0
Belgio	17,8	15,6	16,8	17,0	17,3	-0,5
Bulgaria	2,9	2,8	3,0	3,1	3,2	0,3
Croazia	2,5	2,4	2,6	2,7	3,1	0,6
Danimarca	3,7	3,2	3,2	3,2	3,1	-0,7
Estonia	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	-0,2
Finlandia	3,5	3,1	2,7	2,5	2,3	-1,2
Francia	43,8	36,9	39,8	43,2	43,3	-0,4
Germania	90,9	77,6	81,3	89,1	92,0	1,1
Grecia	3,9	2,9	3,2	4,1	4,9	1,1
Irlanda	4,7	4,4	4,4	5,1	5,2	0,4
Italia	70,1	61,9	67,5	70,9	75,2	5,1
Lettonia	1,5	1,3	1,3	1,4	1,3	-0,2
Lituania	2,7	2,5	2,5	2,2	2,3	-0,4
Lussemburgo	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	-0,2
Paesi Bassi	46,6	40,3	40,1	42,0	46,4	-0,1
Polonia	18,3	17,9	18,2	19,1	20,4	2,1
Portogallo	4,4	4,1	4,7	5,2	6,3	1,9
Regno Unito	77,4	70,9	72,2	81,5	79,4	2,0
Repubblica Ceca	8,4	7,5	7,9	8,5	8,7	0,3
Romania	12,6	11,6	11,2	11,4	12,3	-0,3
Slovacchia	5,8	3,8	4,8	5,0	4,7	-1,1
Slovenia	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,1
Spagna	30,0	27,2	28,2	28,8	31,3	1,4
Svezia	1,1	0,9	0,8	0,9	0,8	-0,3
Ungheria	9,5	8,5	9,1	9,7	10,4	0,9
Unione europea	473,0	417,4	436,0	467,5	485,6	12,6

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

Offerta di gas naturale

Nell'area OCSE, la produzione di gas naturale è aumentata significativamente rispetto al 2016, con un incremento di oltre 30 G(m³), pari al 24%. La crescita maggiore è stata registrata nell'area OCSE Asia-Oceania (+18%), guidata principalmente dall'aumento della produzione australiana e sud-est asiatica. Un incremento significativo (+11,3%) si è verificato anche nell'area OCSE Americhe, in seguito alla maggior produzione di *shale* gas statunitense. Nel 2017 gli Stati Uniti si sono confermati il

principale produttore di gas a livello mondiale con un volume di 762 G(m³), (+0,7%),

Relativamente stabile è stata la produzione nell'area OCSE Europa (+0,4%), mentre è risultata in calo quella dei paesi dell'Unione europea (-5%), anche per effetto dell'ulteriore diminuzione registrata nei Paesi Bassi per circa 4 G(m³). Tale diminuzione è stata causata dai limiti produttivi imposti al campo di Groningen, che hanno fatto sì che nel 2017 questo paese, storico fornitore dell'Europa, sia divenuto importatore netto. Il minor apporto olandese è stato comunque inferiore a quello degli anni precedenti – pari a -16,5 G(m³) nel 2015

e a -5,6 G(m³) nel 2016 – ed è stato solo parzialmente coperto dalle maggiori produzioni di altri paesi dell'Unione: tra questi, la Romania, che ha assicurato il maggior apporto incrementale pari a +0,8 G(m³). Anche nel 2017 le scorte della totalità dei paesi OCSE sono calate di 7 G(m³), con l'unica area ad aver registrato un aumento, seppur lieve e pari a 1 G(m³), rappresentata dall'Asia-Oceania. Le importazioni hanno continuato a crescere (Tav. 1.9).

Tra i paesi non OCSE, la Russia ha visto un aumento della produzione dell'8%: con un livello produttivo di 695 G(m³) il paese si è confermato il secondo produttore a livello mondiale. Negli approvvigionamenti europei, la Russia resta anche il principale paese fornitore, con una quota pari al 43% del totale, solo leggermente superiore a quella del 2016 (42%), ma con volumi cresciuti del 16% rispetto all'anno precedente.

A fronte di una domanda crescente e di una produzione in calo, le importazioni complessive verso l'Unione europea sono aumentate del 10%. Tutte le fonti di importazione, a eccezione di Algeria e Libia, (Russia, Norvegia, e GNL) hanno registrato un aumento nell'anno. La Norvegia ha visto assestarsi la sua quota al 34%, come nel 2016).

Tra i fornitori di GNL, fonte che copre il 14% delle importazioni di gas dell'Unione europea (era il 13% nel 2016), il principale di questi, il Qatar, è risultato in leggera diminuzione (-0,2%). Il paese ha concentrato le sue esportazioni verso i più attraenti mercati asiatici,

per l'effetto combinato di un più elevato livello di domanda (trainata soprattutto da Cina e dal Sud Corea nei mesi invernali) e di un maggior premio a livello di prezzo.

Prezzo del gas

I prezzi del gas naturale sono tornati a crescere nel 2017, dopo la discesa registrata l'anno precedente. All'inizio dell'anno è stata principalmente la pressione della domanda a causare il rialzo delle quotazioni, mentre a partire dalla seconda metà del 2017 si è aggiunta l'inversione di rotta del prezzo del petrolio. Il rialzo medio è stato considerevole in ciascuna delle tre principali aree di mercato a livello mondiale, Europa (+26,1%), Stati Uniti (+18,7%) ed Estremo Oriente (+15,4%), anche se la portata è stata diversa a livello assoluto (Fig. 1.4). In particolare, in Asia, le rigide temperature dell'inverno e l'avvio delle politiche di *switching* dal carbone al gas in Cina hanno contribuito a una forte evoluzione della domanda di gas, che ha avuto un ulteriore effetto rialzista sui prezzi, tornati temporaneamente sui livelli del 2015 (Fig. 1.5). La spiccata diminuzione del premio europeo rispetto al prezzo del gas americano, avvenuta nel corso del 2016, non ha trovato continuità nel 2017: il differenziale è salito del 36%, passando a 2,7 \$/MBtu da 2 \$/MBtu.

Dopo la contrazione dei prezzi conseguente al ribasso delle quotazioni del greggio avvenute tra il 2015 e 2016, il cambio di rotta

TAV. 1.9

Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza
G(m³)

AREA DI PROVENIENZA	2013	2014	2015	2016	2017
America del Nord	116,8	109,1	107,2	122,7	126,7
Asia(A)	0,6	3,1	2,8	1,0	0,2
Europa	4,0	0,5	0,5	0,4	0,0
Altre aree	9,3	8,9	10,0	9,3	6,1
Totale import area: OCSE Americhe	130,7	121,6	120,5	133,5	133,1
Oceania	26,0	26,9	29,0	38,6	46,0
Asia(A)	103,3	101,0	96,7	88,2	82,5
Europa e Russia	15,4	15,5	14,6	14,0	13,2
Altre aree	38,0	36,3	33,1	30,7	34,0
Totale import area: OCSE Asia-Oceania	182,6	179,7	173,4	171,5	175,7
Europa	348,5	346,8	351,2	354,8	377,3
Russia	57,4	51,3	56,0	59,4	69,0
Asia(A)	30,0	28,4	36,0	32,4	35,1
Altre aree	196,3	222,3	221,0	245,2	257,3
Totale import area: OCSE Europa	632,2	648,8	664,3	691,7	738,7

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, gennaio 2017.

verificatosi nel 2017 ha contribuito a generare un effetto positivo sulle quotazioni alle frontiere europee del gas naturale, con i rincari più alti registrati proprio dalle fonti che avevano subito la maggiore flessione durante l'anno precedente: le quotazioni del gas algerino sono aumentate del 30%, assestandosi secondo alcune fonti a $18,9 \text{ c€}/\text{m}^3$; il gas russo è cresciuto invece del 31,7%, raggiungendo i $18,4 \text{ c€}/\text{m}^3$.

È proseguito nel 2017 il processo di convergenza dei prezzi del gas alla frontiera in Europa (Fig. 1.6). Il paese europeo che ha subito il minor incremento medio in termini di costi di importazione è stato la Spagna, con un differenziale positivo di 14 punti percentuali e un costo medio pari a $18,3 \text{ c€}/\text{m}^3$. Il minor costo medio assoluto è invece stato sostenuto dal Regno Unito, con $17,27 \text{ c€}/\text{m}^3$ (Fig. 1.7).

Con riferimento ai prezzi nei principali *hub* europei (Fig. 1.9), anch'essi in rialzo, i maggiori incrementi hanno riguardato il TTF olandese e l'NCG tedesco (entrambi attorno alla soglia del +24%), il cui prezzo medio è stato rispettivamente di $18,4 \text{ c€}/\text{m}^3$ e $18,6 \text{ c€}/\text{m}^3$. A metà dicembre 2017, un'esplosione presso l'*hub* di Baumgarten in Austria, da dove si dirama la rete gas verso l'Italia, ha fatto schizzare i prezzi del gas verso l'alto. I prezzi al PSV italiano hanno raggiunto i $76 \text{ c€}/\text{m}^3$. L'interruzione

è stata presto risolta con i segnali di prezzo e la disponibilità di fonti e tratte alternative che hanno garantito i necessari flussi di importazione di gas in Italia. Nel 2017, anche al netto del picco appena descritto, i prezzi al PSV hanno continuato a essere più alti rispetto a quelli degli altri *hub* europei, con un valore medio di $21,2 \text{ c€}/\text{m}^3$.

Anche l'NBP britannico, ove il prezzo medio nel 2017 si è attestato a $18,6 \text{ c€}/\text{m}^3$, ha registrato nel mese di dicembre gli effetti di temperature al di sotto delle medie stagionali, che hanno stimolato la domanda e spinto i prezzi fino al picco di $23,9 \text{ c€}/\text{m}^3$, quotazione media più elevata dal febbraio 2015.

Nel 2017 è migliorato anche l'allineamento tra i prezzi ai principali *hub* europei e il prezzo alla frontiera tedesca (BAFA), che include il prezzo dei contratti di lungo termine, per effetto delle rinegoziazioni delle formule a favore di una minore indicizzazione al prezzo del petrolio e di un maggior peso del riferimento ai prezzi del gas europei (Fig. 1.8).

I valori 2017 vedono comunque confermata una forte correlazione tra prezzi del gas agli *hub* europei e prezzi dell'energia (petrolio e carbone), nonostante la tendenza a ridurre l'indicizzazione al petrolio.

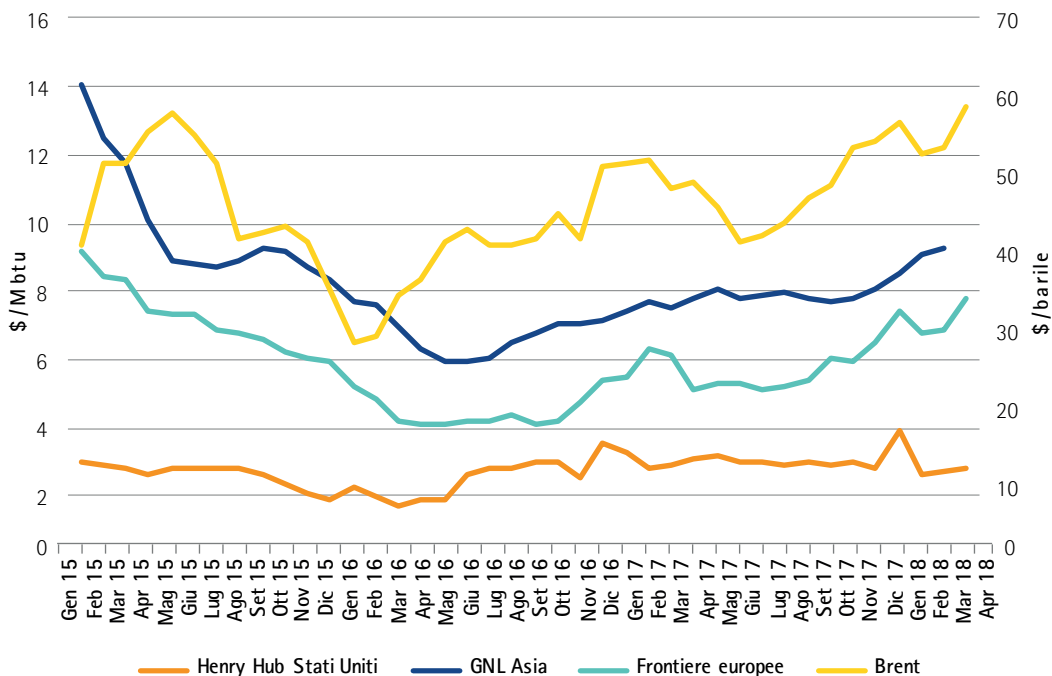


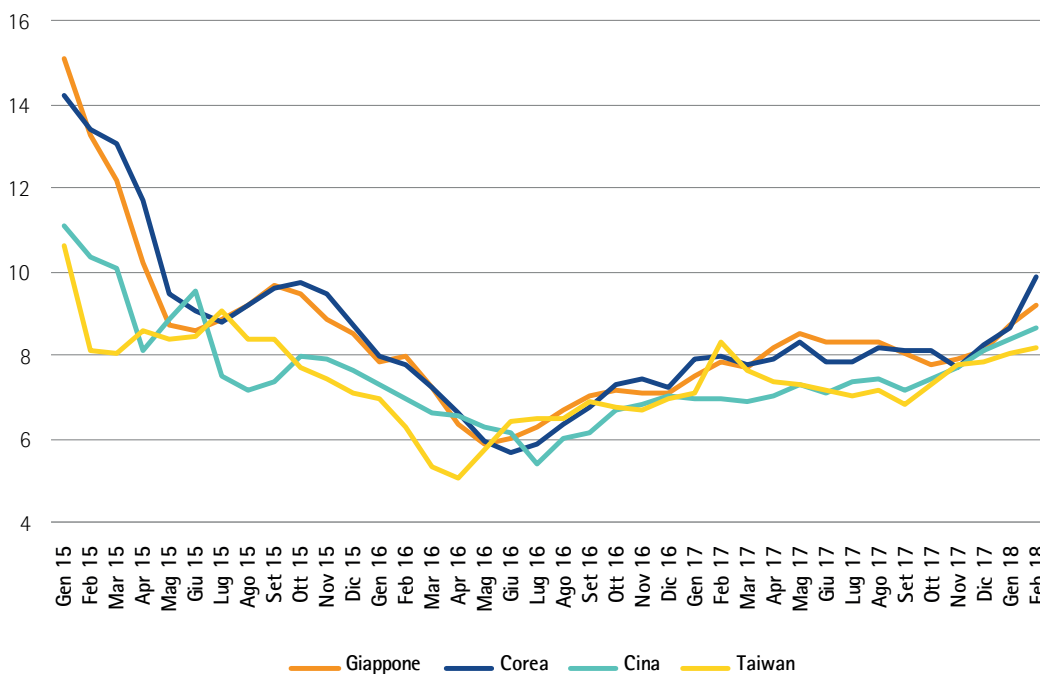
FIG. 1.4

Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent
\$/Mbtu per il gas, \$/barile per il Brent

Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

FIG. 1.5

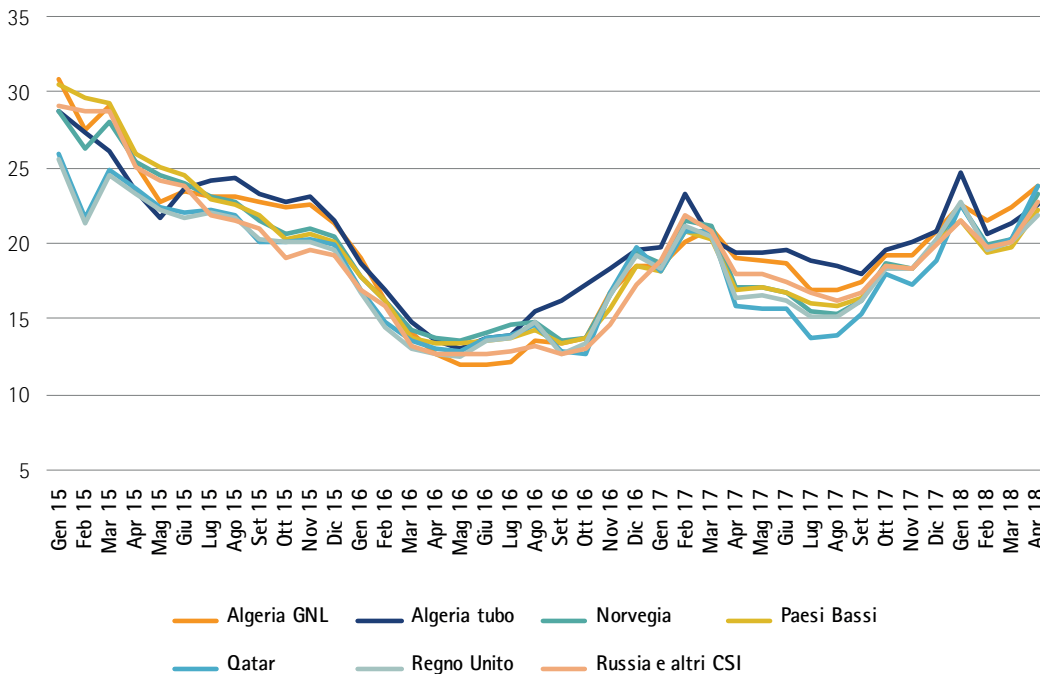
Prezzi del GNL nell'area asiatica
\$/MBtu



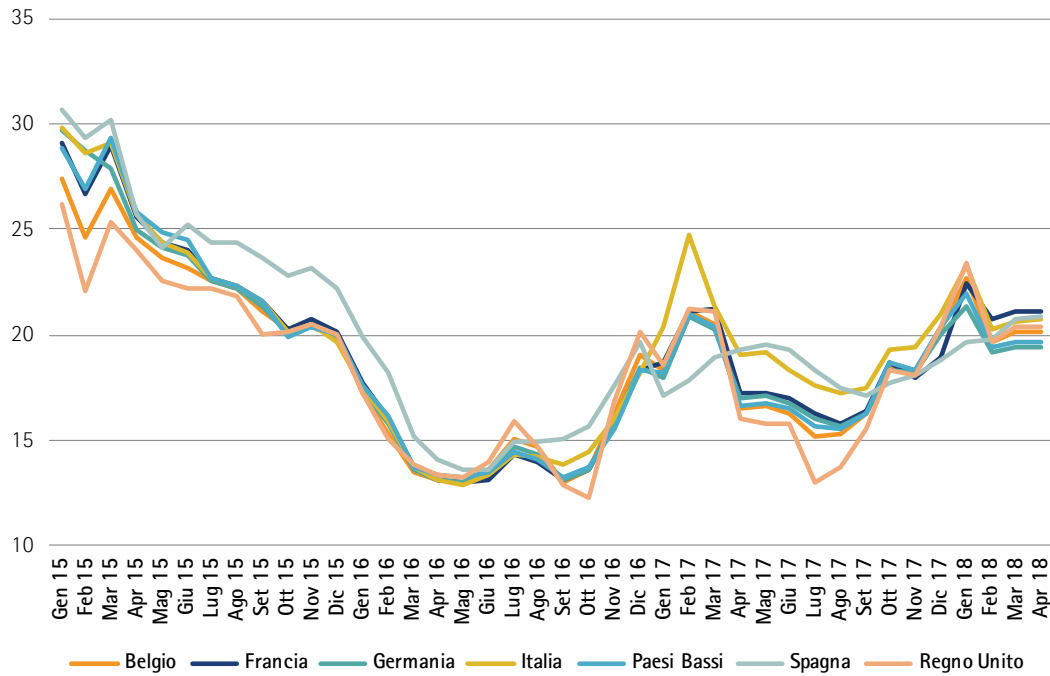
Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

FIG. 1.6

Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento
c€/m³



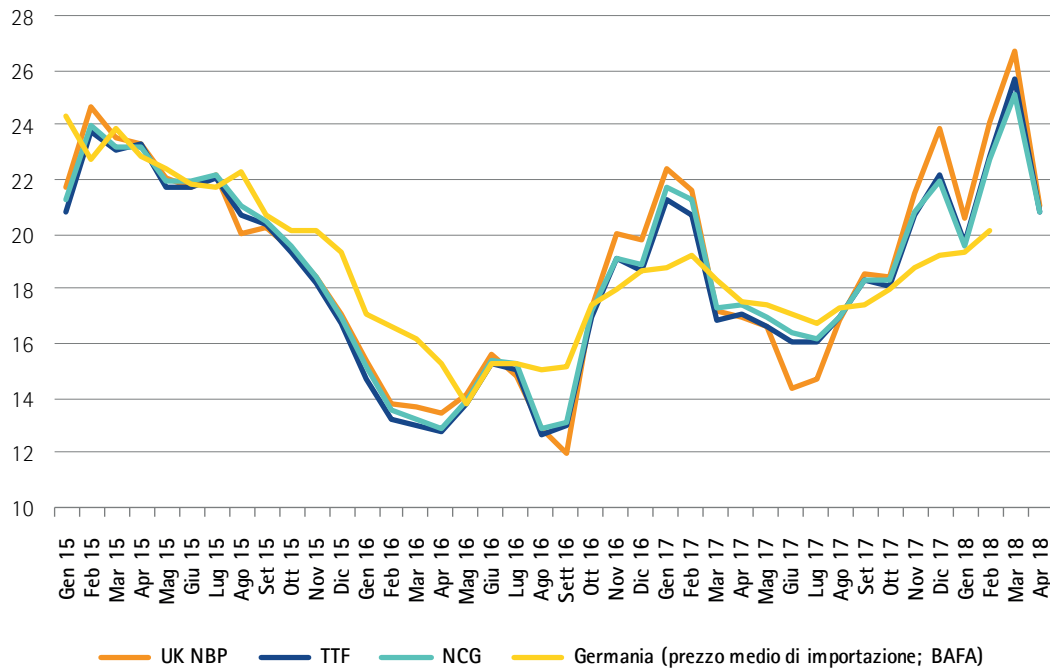
Fonte: World Gas Intelligence.



Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.7

Prezzo alla frontiera per paese importatore
c€/m³



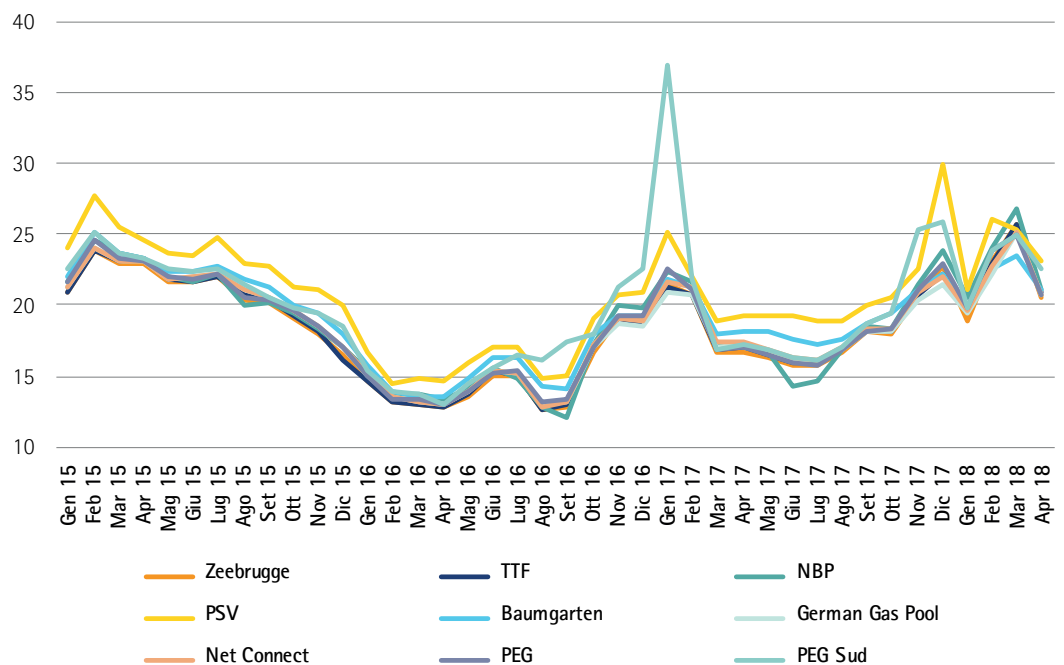
Fonte: Platts e Bundesamt für Wirtschaft und Au sfuhrkontrolle (BAFA).

FIG. 1.8

Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere
c€/m³

FIG. 1.9

Prezzo del gas naturale negli hub europei
c€/m³



Fonte: Platts.

Mercato internazionale del GNL

Il 2017 ha segnato un nuovo record storico in termini di volumi transati nel mercato del GNL. A livello mondiale sono state sfiorate le 290 milioni di tonnellate (Mt), equivalenti a una crescita del 10% rispetto al 2016. Il fattore principale di questo aumento è stato, anche in questo ambito, l'imponente crescita delle importazioni asiatiche (Tav. 1.10), in particolare da parte della Cina che, toccando 39 Mt (con un incremento su base annua del 42%), ha scavalcato la Corea del Sud (37,8 Mt) divenendo secondo paese importatore a livello globale alle spalle del Giappone, che si conferma il principale importatore di GNL al mondo (83,5 Mt). Nello specifico, la domanda cinese è stata stimolata sia dall'intensificarsi delle politiche di *switching* dal carbone al gas messe in pratica dal governo nelle zone più industrializzate del paese, sia da una maggiore incidenza della domanda di gas per riscaldamento durante i mesi invernali, alla base anche dell'incremento della domanda sud-coreana(+11%).

La crescita della domanda mondiale è stata comunque contenuta rispetto a quella della produzione di GNL, soprattutto grazie agli aumenti di capacità di liquefazione in Australia e negli Stati Uniti. Tra il 2016 e il 2017, le esportazioni di GNL australiano sono aumentate del 24%, assestandosi oltre quota 55,6 Mt, mentre quelle statunitensi sono più che quadruplicate in seguito al raggiungimento della piena capacità operativa dell'impianto di Sabine Pass, l'unico impianto di liquefazione americano attivo nel 2017. In entrambi i paesi, la tendenza alla crescita è destinata a rafforzarsi nei prossimi anni con l'entrata in funzione di nuovi impianti.

Il Qatar si è confermato il maggiore produttore di GNL a livello mondiale, con una quota del 27% circa e una produzione risultata in lieve calo rispetto al 2016 (77,5 Mt contro 79,6 Mt), seguito da Australia (19%), Malesia (9%) e Nigeria (7%).

Alcune stime riguardanti l'equilibrio del mercato, considerando la crescita prevista in termini di capacità di liquefazione a livello

TAV. 1.10

Principali paesi importatori ed esportatori di GNL

Mt

PAESI IMPORTATORI	2017	PAESI ESPORTATORI	2017
Giappone	83,5	Qatar	77,5
Cina	39,0	Australia	55,6
Corea del Sud	37,8	Malesia	26,9
India	19,2	Nigeria	20,3
Taiwan	16,6	Indonesia	18,7
Spagna	12,1	Algeria	12,3
Francia	7,4	USA	12,2
Turchia	7,3	Russia	11,5
Egitto	6,2	Trinidad	10,2
Italia	6,0	Oman	8,2
Altri	54,7	Altri	36,4
Totale	289,8	Totale	289,8

Fonte: GIIGNL.

mondiale, indicano che il diverso tasso di sviluppo di domanda e offerta, con la prima che storicamente cresce in media a un ritmo sensibilmente più lento della seconda, potrebbe portare a un allargamento del divario già esistente tra le due.

La prospettiva di un mercato sbilanciato lato offerta sarebbe dunque alla base dei rallentamenti riguardanti la realizzazione di nuovi impianti produttivi in tutto il mondo, sia per la forte competizione che si verrebbe a creare all'esportazione, sia per le diverse esigenze contrattuali dei compratori, sempre più focalizzati su soluzioni flessibili e di ridotta durata temporale.

Per il secondo anno consecutivo i paesi dell'area asiatico-pacifica hanno totalizzato un ammontare di esportazioni superiore a quello dell'area medio orientale, raggiungendo una quota di mercato pari

al 40% (Tav. 1.11). Grazie all'aumento delle quantità provenienti dagli Stati Uniti, hanno assunto maggior rilievo le esportazioni dalle Americhe, arrivate a incidere sul totale mondiale per il 9%. È poi aumentata di circa 1 Mt l'esportazione dalla Russia, che mantiene una quota del 4%. In particolare, nel 2017 si è registrato il primo carico di GNL nell'Unione europea proveniente dal nuovo progetto a Yamal e da una compagnia diversa da Gazprom.

Nel 2017, l'area asiatico-pacifica si è confermata nuovamente anche il principale mercato di ricezione del GNL, con oltre 148 Mt importate (equivalenti al 51% dell'intero mercato), seguita da Asia ed Europa, con quote rispettivamente pari al 21% e al 16%.

Nonostante un aumento delle importazioni totali europee del 22%, la differenza tra le quantità importate da Asia ed Europa è cresciuta del

TAV. 1.11

Commercio globale di GNL nel 2017

Mt

PAESI IMPORTATORI	PAESI ESPORTATORI						TOTALE	RIESPORTAZIONI RICEVUTE	RIESPORTAZIONI CONSEGNATE
	AFRICA	EUROPA	RUSSIA	AMERICHE	MEDIO ORIENTE	ASIA PACIFICO			
Asia	6,9	0,1	0,4	2,2	22,7	29,5	61,8	1,1	-0,1
Asia-Pacifico	4,7	0,1	10,9	4,3	42,3	86,3	148,5	0,6	-0,8
Europa	20,2	3,4	0,1	5,7	17,7	0,0	47,0	0,6	-1,6
Nord America	1,3	0,1	0,0	5,1	0,0	0,2	6,6	0,0	0,0
Sud America	1,8	0,0	0,0	6,8	1,7	0,0	10,3	0,1	-0,2
Medio Oriente	4,4	0,1	0,0	2,0	2,8	0,1	9,4	0,3	0,0
Africa	1,6	0,2	0,0	0,2	4,2	0,0	6,1	0,1	0,0
TOTALE	40,9	3,9	11,5	26,1	91,3	116,1	289,8	2,7	-2,6

Fonte: GIIGNL..

46% nel corso del 2017 per via del forte incremento della domanda cinese. Sono invece rimaste pressoché sugli stessi livelli del 2016 le importazioni di Nord America e Sud America, segno di un consolidamento delle pratiche di esportazione verso i più economicamente vantaggiosi mercati asiatici.

Sono state poi dimezzate le riesportazioni, pratica che consiste nell'importare volumi di GNL e nel stocarli temporaneamente, per poi riesportarli verso altre destinazioni con l'obiettivo di lucrare sul differenziale di prezzo al momento della vendita (arbitraggio). Il comportamento nell'attuazione di tale pratica, però, può variare considerevolmente a livello regionale: mentre Africa e Sud America hanno visto entrambe una diminuzione delle riesportazioni ricevute dell'85%, l'Europa, crocevia dei carichi *spot* provenienti da oltreoceano poi diretti verso i porti orientali, ha registrato un aumento dei volumi riesportati, passando dalle 0,4 Mt del 2016 alle 0,6 Mt del 2017. Anche nella stessa Asia, complice il forte aumento delle importazioni verificatosi nella zona, i volumi legati alle riesportazioni sono cresciuti, arrivando fino a quota 1,1 Mt.

Prezzi del GNL

Nel 2017 si è assistito a una relativa divergenza dei prezzi del GNL globali, in particolare nell'ultimo trimestre dell'anno, in concomitanza con l'avvio della stagione invernale e con l'avvento di alcune contingenze che hanno interessato le diverse aree di mercato.

Il prezzo medio del GNL sui mercati asiatici è stato protagonista di un rialzo del 23% (7,15 \$/MBtu contro i 5,81 \$/MBtu del 2016), con picchi durante il mese di dicembre superiori agli 11 \$/MBtu. Nel Sud-Ovest europeo i prezzi sono aumentati di quasi il 30%, con un incremento in termini assoluti pari a circa 1,43 \$/MBtu e un livello medio di 6,32 \$/MBtu, considerando tutto l'anno. Stessa dinamica anche per

i prezzi registrati presso l'NBP britannico, dove l'incremento è stato del 26% (equivalente a un prezzo medio di 5,86 \$/MBtu), e l'Henry Hub statunitense, dove invece la variazione è stata di poco inferiore al 19% (equivalente a un prezzo medio di 2,99 \$/MBtu). I movimenti di prezzo hanno portato ad alcune modifiche tra i differenziali esistenti tra i mercati: avendo subito una variazione minima in termini assoluti rispetto agli altri mercati, è infatti aumentata la convenienza per i produttori americani a esportare il proprio gas verso i porti europei e asiatici (Fig. 1.10).

Questa tendenza è destinata a proseguire nei prossimi anni, grazie anche alla crescente capacità di liquefazione statunitense, parzialmente già contrattualizzata con accordi di lungo termine, alcuni di tipo *FOB (free-on-board)*, ovvero senza clausole di destinazione specifica.

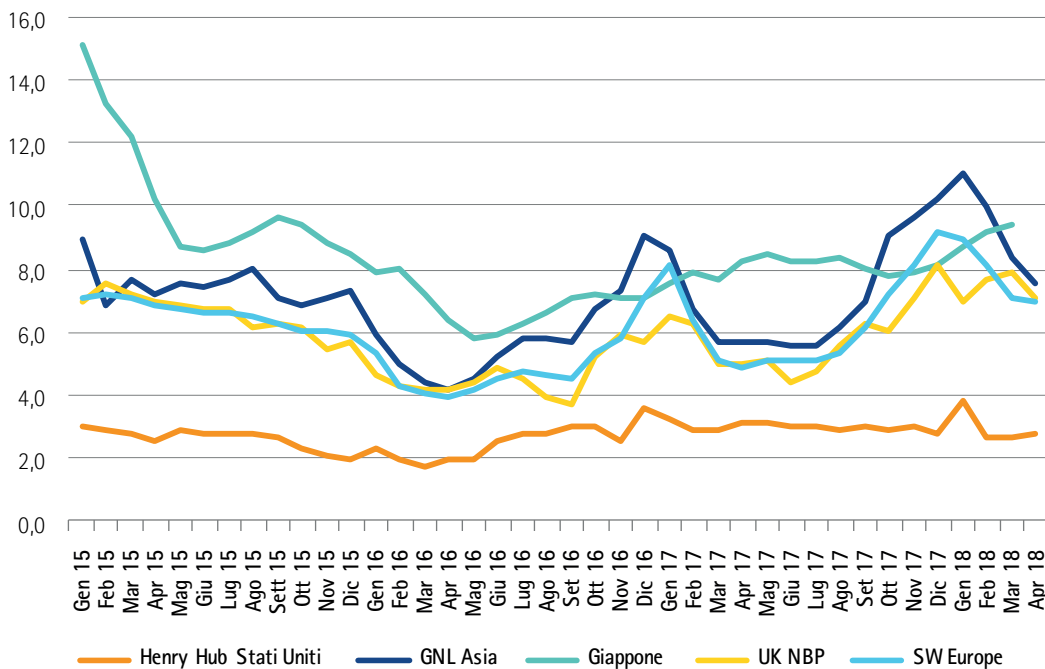
Un tema cruciale che influenzerà le dinamiche di mercato mondiali per il segmento GNL del gas riguarderà dunque la capacità dei produttori di sottostare, in un contesto altamente competitivo, a condizioni di fornitura più flessibili e ridotte a livello temporale. La durata media dei nuovi contratti di lungo periodo sta andando notevolmente riducendosi, mentre aumenta il peso dei contratti di breve periodo (durata massima 4 anni), coi compratori di GNL che cercano sempre più di svincolarsi sia dalle clausole di destinazione vincolata, sia dall'eccessivo peso delle indicizzazioni ai prezzi del greggio.

Gli effetti di questi cambiamenti sono già misurabili a livello finanziario, come pure tecnologico. Per offrire adeguate garanzie ai creditori, chi investe nei nuovi progetti di liquefazione si è già messo alla ricerca di soluzioni che permettano un minor investimento, una maggiore flessibilità operativa (come le *FSRU/FSLU, floating storage regasification/liquefaction unit*) e nuove soluzioni per assicurare quote minime di guadagno annuali capaci di soddisfare i requisiti minimi di garanzia richiesti al momento del finanziamento.

Mercato internazionale del carbone

Nel 2017 si è assistito alla crescita delle esportazioni di carbone dai principali paesi produttori (Russia +8,1%, Indonesia +5,4%). L'incremento maggiore proviene dagli Stati Uniti (+60%, corrispondenti a 33 Mt), la cui industria del carbone ha sofferto negli

ultimi anni di prezzi della materia prima in declino, dell'incremento della competizione con il gas naturale e dei fallimenti di compagnie coinvolte in attività estrattive. L'Australia invece, fino al 2016 il principale produttore mondiale, ha registrato una



Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.10

Prezzi del GNL per aree
\$/MBtu

lieve flessione delle esportazioni (2,9%) a causa, in particolare, dell'avvento del ciclone Debbie, che ha colpito le coste australiane nei primi mesi dell'anno provocando problemi alle attività di esportazione.

I primi dati consuntivi del 2017 (Tav. 1.12) mostrano che le importazioni cinesi sono salite a 271 Mt (+6%), valore massimo dal 2014. A guidare i risultati cinesi hanno concorso la razionalizzazione della produzione interna di carbone e la campagna di chiusura delle miniere più obsolete. I consumi invece sono rimasti pressoché stabili rispetto all'anno precedente (+0,4%), dato comunque rilevante se si considera che il 2017 è stato il primo anno di crescita dopo tre consecutivi di contrazione. Dai primi dati consuntivi emerge tuttavia come il peso del carbone nel consumo energetico totale sia calato nel 2017, benché rimanga ancora la materia prima dominante nel mix energetico con una quota del 60%. Le politiche cinesi di riduzione dell'inquinamento avviate nel 2013 si stanno concentrando sulla riduzione dell'utilizzo di questa fonte per la produzione termoelettrica e l'utilizzo in caldaie domestiche e industriali, in favore del gas naturale, identificata come principale alternativa.

In India, paese sostenuto da un'economia in forte crescita, è attesa nei prossimi anni una ripresa della domanda di carbone,

nonostante il rapido sviluppo di impianti per la produzione elettrica da rinnovabili avvenuto nel paese. Situazione opposta negli Stati Uniti, dove proseguirà la diminuzione sia dei consumi, sia della produzione di carbone, complice il basso prezzo del gas (diventato competitivo nella produzione elettrica grazie all'abbondante produzione interna) e la forte crescita della produzione da fonti rinnovabili. La Germania, il principale consumatore di carbone e il secondo produttore dopo la Polonia in Europa, ha registrato nel 2017 una discesa dei consumi, grazie alla diminuzione dell'impiego del combustibile per usi termoelettrici, compensata da un'alta produzione rinnovabile.

Prezzo del carbone

Il recupero dei prezzi del carbone avviatosi nel 2016 è proseguito per l'intero 2017 sui mercati internazionali (Fig. 1.11). Il *benchmark* di prezzo asiatico relativo alle consegne a Qinhuangdao, in Cina, ha raggiunto in media d'anno i 173,3 \$/tep, con una crescita del 37,7% rispetto all'anno precedente, spiegabile in gran parte con il proseguimento delle campagne cinesi di chiusura delle miniere e la contestuale crescita dei volumi importati. Il *benchmark* di prezzo per le consegne in

TAV. 1.12

Mercato internazionale del carbone
Mt

ESPORTATORI DI CARBONE	2014	2015	2016	2017 ^(A)
Indonesia	424,3	409,2	366,7	369,9
Australia	336,2	375,0	392,3	389,3
Russia	155,5	155,2	171,1	185,0
Colombia	81,2	77,8	83,3	105,0
Sudafrica	69,0	75,5	76,5	81,0
USA	88,2	67,1	54,7	88,0
Altri	191,2	173,5	188,7	142,4
Mondo	1.369,3	1.308,1	1.333,5	1.369,4
IMPORTATORI DI CARBONE	2014	2015	2016	2017 ^(A)
Cina	291,6	204,1	255,6	271,2
India	237,6	215,6	200,1	200,1
Giappone	188,1	189,6	189,4	191,3
Corea del Sud	131,0	133,9	134,5	148,2
Taiwan	65,8	64,8	65,6	69,3
Germania	53,8	54,5	53,6	48,1
Altri	444,6	449,0	432,5	439,0
Mondo	1.412,5	1.311,5	1.331,3	1.367,2

(A) Stime REF-E

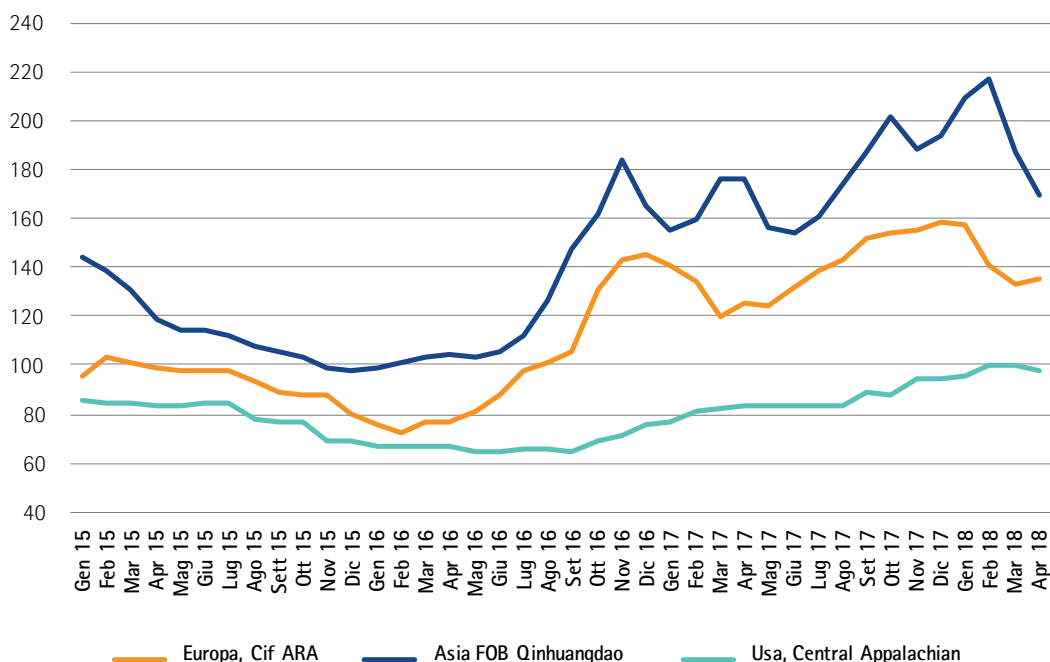
Fonte: International Energy Agency.

Europa ha seguito il *trend* dei mercati asiatici, attestandosi a 139,6 \$/tep (+40,4%), risentendo inoltre degli effetti provenienti dall'area europea, quali la ridotta idraulicità che ha investito il

continente e la minore generazione nucleare francese. Il prezzo americano, aumentato in maniera minore rispetto agli altri prezzi mondiali, ha raggiunto gli 85,2 \$/tep (+26,8%).

FIG. 1.11

Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali
\$/tep



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

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Nel 2017 l'andamento del prezzo dei certificati EUA (*European Allowances*) del sistema europeo delle emissioni (EU ETS) è stato altalenante a causa dell'effetto congiunto di diverse novità regolamentari, nonché degli andamenti dei prezzi delle *commodities* e dell'energia elettrica in Europa. Nei primi mesi dell'anno i livelli di prezzo (in media 5 €/t nel primo semestre) sono rimasti allineati alla media delle quotazioni del 2016, valori che tuttavia rendono difficile la disincentivazione degli investimenti in tecnologie a basso impatto ambientale in termini di CO₂ emessa.

A favorire la discesa di prezzo del primo semestre ha contribuito il mancato supporto del *backloading*, la misura attraverso la quale sono state accantonate 900 milioni di quote per il periodo 2014-2016 con l'obiettivo di un loro successivo rilascio nel biennio 2019-2020. L'effetto ribassista sotteso all'esaurimento degli interventi previsti dalla misura è perdurato sul mercato fino a giugno, quando ancora le quotazioni faticavano a risalire oltre la soglia dei 5 €/t. La seconda parte dell'anno ha invece registrato una graduale inversione di tendenza avviatasi sulla scia degli andamenti positivi dei prezzi delle *commodities* e dell'energia elettrica in Europa.

Sul fronte dei prezzi, le pressioni rialziste esercitate dalla salita del prezzo del carbone hanno fornito i primi slanci al prezzo dell'EUA (Fig. 1.12) già

dal mese di luglio, poi cresciuto ulteriormente a seguito degli aumenti dei prezzi dell'energia elettrica, dovuti alla riduzione della produzione dei reattori nucleari francesi, per le specifiche richieste eseguite direttamente da ASN (l'Autorità francese sulla sicurezza nucleare), nonché alla ridotta idraulicità che ha investito il continente europeo nel 2017.

Sul fronte normativo, le novità riguardanti il funzionamento della Riserva di stabilità del mercato, che sarà avviata a partire dal 2019 e durerà fino al 2023, hanno contribuito a fornire un supporto ai prezzi. La Riserva di stabilità, sulla base del numero di certificati in circolazione, prevede che avvenga un ritiro di quote in caso vi sia un numero di certificati superiore alla soglia di 833 milioni, ovvero un reintegro, nel caso il numero dei certificati in circolazione sia inferiore alla soglia di 400 milioni. Le quote da ritirare o reintegrare verranno calcolate sulla base di un fattore percentuale, inizialmente fissato al 12% della differenza tra il numero di quote in circolazione e i valori soglia. Nel corso dell'anno sono inoltre migliorate le aspettative di un esito positivo della discussione a livello del trilatero formato dal Parlamento, dal Consiglio e dalla Commissione europea in merito al raddoppio di tale quota fino al 24%, accordo poi effettivamente raggiunto in via provvisoria nel mese di novembre.

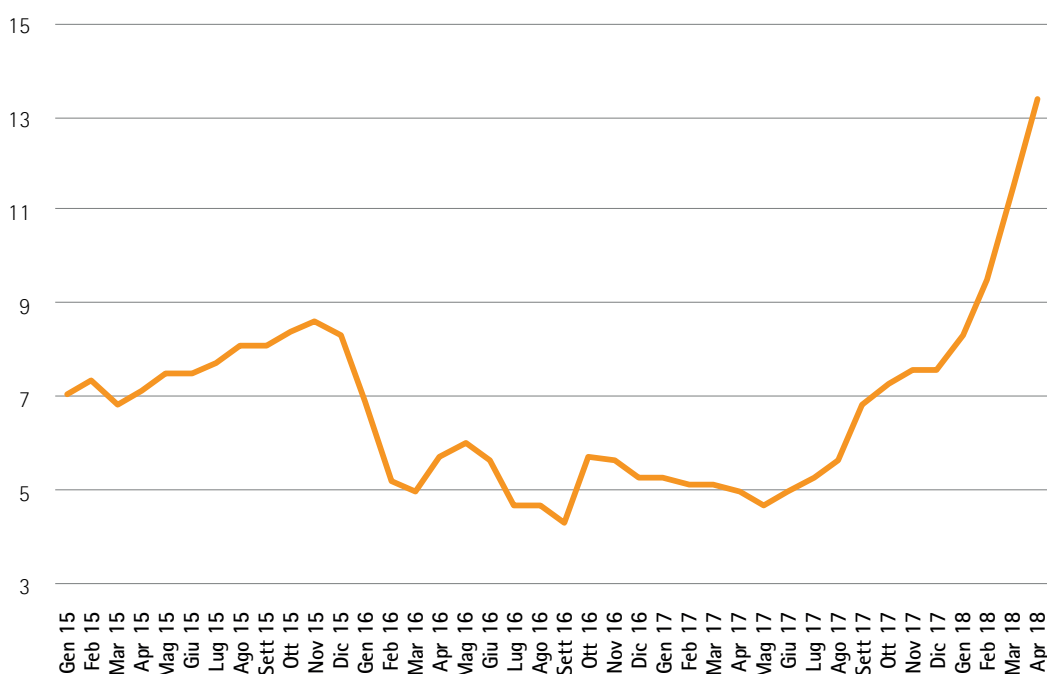


FIG. 1.12

Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA)
€/ton

Fonte: ICE. .

Sempre sul fronte normativo, a contribuire al rialzo dei prezzi, in particolare durante il mese di settembre, sono state le prime mosse a favore di un accordo tra Unione europea e Regno Unito volto a evitare un riversamento di quote sul mercato a seguito della Brexit: l'emendamento parlamentare approvato nella metà del mese ha previsto l'annullamento automatico delle quote rilasciate da un paese in procinto di lasciare lo schema ETS. È possibile inoltre che la Gran Bretagna, pur uscendo ufficialmente dall'Unione europea a partire dal 29 marzo 2019, possa continuare a far parte dello schema ETS europeo, come altri paesi non comunitari quali la Norvegia o l'Islanda.

I dati preliminari pubblicati dalla Commissione europea sulle emissioni verificate mostrano che le emissioni dei settori ETS sono diminuite nel loro complesso del 4,7% rispetto all'anno precedente e di circa il 7% rispetto ai dati 2015.

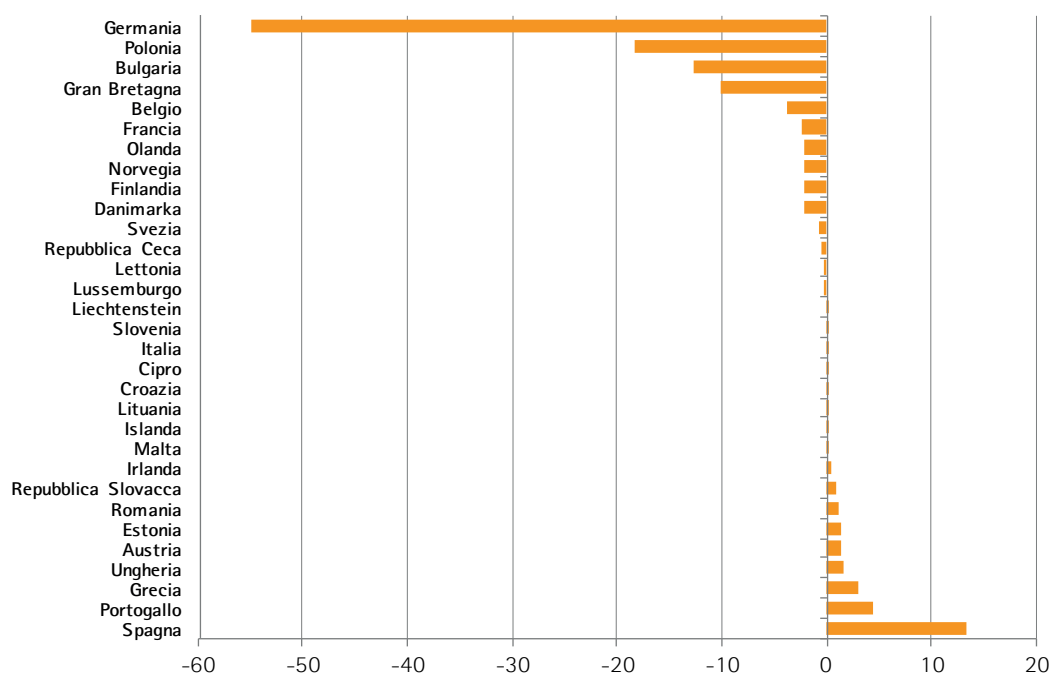
La Germania, con un calo di emissioni del 12% (corrispondente a circa 55 Mt) rispetto al 2016 (Fig. 1.13), è il paese europeo che ha maggiormente contribuito alla flessione negativa, con il maggiore

apporto proveniente dal settore termoelettrico. Le emissioni di tale settore sono calate di circa 36 Mt, a causa di una ridotta produzione elettrica da impianti termoelettrici a carbone compensata da una robusta produzione da fonti rinnovabili e di un recupero della produzione a gas. Altre flessioni negative provengono da Polonia (-18 Mt, -9,2%), Bulgaria (-12 Mt, -38%) e Gran Bretagna (-10 Mt, -6,4%), determinate anch'esse da una ridotta richiesta da parte del settore elettrico. Inversione di tendenza invece in Spagna: il calo registrato nel 2016 rispetto all'anno precedente è stato completamente recuperato nel 2017 (+13 Mt, +10,4%) per effetto di una produzione elettrica a carbone superiore al 20% rispetto al precedente anno (Fig.1.13).

Nel 2017 sono aumentati i volumi scambiati nelle aste primarie per un volume di circa 236 Mt di EUA (+33%), in linea con il taglio di offerta operato dal *backloading* l'anno precedente (200 Mt), e sui mercati *spot* (+88 Mt, +31,8%). Prosegue invece la discesa dei volumi registrati sul mercato a termine e nello specifico per i contratti con scadenza nel mese di dicembre (-343 Mt, -9%).

FIG. 1.13

Emissioni dei settori ETS nel 2017 rispetto al 2016 per Stato membro
milioni di tonnellate



Fonte: Commissione europea.

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

Nelle pagine che seguono è riportato il confronto tra i prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2017 nei diversi paesi europei, come risultanti all'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) alla data del 30 maggio 2018. Tali prezzi sono calcolati ai sensi del regolamento (UE) 1952/2016 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee su prezzi di gas naturale ed energia elettrica, che ha abrogato la previgente direttiva 2008/92/CE¹.

Il regolamento (UE) 1952/2016, entrato in vigore il 7 dicembre 2016, è stato introdotto con la finalità di consentire la messa a disposizione a livello europeo di statistiche dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica applicati ai clienti finali che siano di qualità elevata, comparabili, aggiornati, affidabili e armonizzati. Le principali novità² introdotte afferiscono:

- all'introduzione dell'obbligo di rilevazione dei prezzi per i clienti domestici e per la classe dei clienti finali e non domestici con consumi annui superiori a 150 GWh (prima avveniva su base volontaria);
- al livello di disaggregazione di prezzi richiesto, divenuto più ampio, specialmente per quanto riguarda il gas naturale; infatti, ora è richiesta la trasmissione con cadenza annuale dei prezzi elettrici e gas suddivisi per componenti (energia/rete/imposte) e per diverse sotto-componenti.

Il regolamento citato ha fissato la prima scadenza per l'invio a Eurostat dei prezzi secondo la nuova metodologia al 30 settembre 2017, prevedendo altresì, all'articolo 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 una deroga sino al 2019, tramite una richiesta formale inviata dal Ministero dello sviluppo economico alle autorità europee l'11 luglio 2017. Il conferimento dei dati di prezzo secondo i nuovi obblighi comporta infatti un notevole aggravio del

carico statistico per gli operatori, in una realtà come quella italiana, caratterizzata da una platea di venditori particolarmente ampia e fortemente variegata nella sua composizione (cfr. Capitoli 2 e 3 di questo stesso Volume). Nel mercato italiano è presente una molteplicità di imprese di piccola o piccolissima dimensione, per le quali l'adempimento alle nuove regole in tempi stringenti può risultare particolarmente difficile e costituire anche un ostacolo a un'effettiva concorrenza.

Alla luce delle nuove disposizioni adottate a livello dell'Unione europea, come già in passato con quelle previgenti, l'Autorità ha scelto di mantenere le proprie rilevazioni in materia di prezzi finali coerenti con tali disposizioni, allo scopo di non duplicare le richieste agli operatori di dati di prezzo.

In aggiunta, al fine di dar modo alle imprese di vendita di porre in essere con congruo anticipo i passi necessari per conferire i dati secondo le nuove richieste a partire dall'anno di riferimento 2019, con delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com, l'Autorità ha definito i nuovi obblighi e reso note le nuove indicazioni per la trasmissione delle informazioni sui prezzi. È stato contestualmente statuito che fossero mantenute le previgenti modalità di rilevazione sino al conferimento dei dati relativi al 2018.

Al fine di compensare l'onere amministrativo derivante dal più elevato livello di dettaglio, necessario a soddisfare le disposizioni comunitarie, sono state operate alcune semplificazioni delle raccolte esistenti e sono state approntate dall'Autorità nuove soluzioni per recuperare alcuni dei dati non più richiesti da quelli disponibili presso il Sistema informativo integrato operativo presso l'Acquirente Unico.

Per effetto dell'entrata in vigore delle nuove disposizioni del regolamento (UE) 1952/2016 che impone nuove modalità di rilevazione e di disaggregazione dei dati, il consueto dettaglio sull'incidenza delle singole componenti (energia, costi di rete, imposte e oneri) sui prezzi elettrici in tutti i paesi dell'Unione europea non è ancora disponibile

¹ Pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea del 17 novembre 2016.

² Per una descrizione di dettaglio della metodologia del regolamento (UE) 1952/2016 si rimanda alla *Relazione Annuale 2017*.

al momento della chiusura di questa *Relazione Annuale*³. Né i dati saranno completamente confrontabili, almeno per qualche anno,

tenuto conto del fatto che, insieme all'Italia, hanno chiesto la deroga anche altri paesi europei (Germania, Spagna e Cipro).

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

Nel 2017 vi sono stati alcuni cambiamenti nel posizionamento relativo dei prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani rispetto a quelli europei.

Solitamente, negli anni passati, i prezzi italiani per le prime due classi di consumo⁴ si assestavano su valori inferiori a quelli mediamente praticati nell'Area euro, sia al netto, sia al lordo delle imposte e degli oneri. Per il 2017 si registra un differenziale negativo (Tav. 1.13) che, se da un lato conferma, sia pure con movimenti minimi, una tendenza alla riduzione negli anni per le prime due classi di consumo (rispettivamente -13% e -9% rispetto all'Area euro, contro rispettivamente il -15% e sempre il -9% del 2016), si estende per la prima volta, almeno al lordo, anche alla terza classe. Per quest'ultima il differenziale assume il valore del -4%, contro il +8% del 2016.

Nel 2017 si sono avute novità anche per i prezzi netti, che hanno mostrato una significativa contrazione del differenziale negativo per la prima classe (passato dal -15% del 2016 al -4% del 2017). Per entrambe le due classi successive i prezzi risultano superiori del 4% rispetto alla media dell'Area euro, mentre nel 2016 erano uno inferiore del 7%, l'altro maggiore del 7%.

I prezzi per le ultime due classi di consumo domestico si confermano invece anche nel 2017 superiori rispetto a quelli medi dell'Area euro (Fig. 1.14), sia al lordo degli oneri e delle imposte sia al netto. Anche questi differenziali, positivi, appaiono però in drastica diminuzione rispetto al passato, quando, come nel 2015, i valori corrispondenti erano rispettivamente intorno al +40% e +60% in termini lordi. Nel

2017 essi si limitano infatti al +5% e al +8%, rafforzando la decisa contrazione già registrata nel 2016.

È dal 2016, con l'entrata in vigore dall'1 gennaio della riforma delle tariffe elettriche introdotta dall'Autorità, che ha avuto inizio il progressivo riallineamento dei corrispettivi di rete applicati alle diverse classi di consumo. Tale riforma ha contribuito ad avvicinare i prezzi netti ai valori medi europei (Tav. 1.13), grazie anche al graduale superamento della previgente struttura progressiva delle tariffe, processo che nel 2017 ha conosciuto un ulteriore avanzamento.

In valore assoluto i prezzi italiani hanno registrato quindi nel 2017 un lieve aumento al lordo e un aumento più spiccato al netto delle imposte (intorno al 9%) per le prime due classi di consumo e una riduzione dalla terza classe in avanti, particolarmente significativa (-20% circa) per la penultima classe (da 15.000 kWh/a in su). I clienti domestici italiani hanno beneficiato anche di una riduzione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema e delle imposte che, se negli anni scorsi apparivano in linea con quelli medi dell'Area euro, dal 2017 risultano inferiori per le prime tre classi e sostanzialmente uguali a quelli delle ultime due.

Tutte le classi hanno mostrato in Italia anche una diminuzione dell'incidenza di tali voci sul prezzo finale lordo, a eccezione di quella a maggiori consumi (dove si registra un aumento dello 0,9%, a fronte di una rilevante diminuzione anche dei prezzi netti, quasi del 24%). In particolare, nelle prime due classi tale incidenza ha segnato rispettivamente un calo del 10,3% e del 15,8%. Va rilevato che la componente oneri e imposte presenta ancora una struttura non degressiva in Italia, a differenza di quanto accade in altri paesi

3 Con le norme previgenti, Eurostat raccoglieva tale dettaglio sui prezzi elettrici relativi al secondo semestre di ogni anno. Con l'entrata in vigore del nuovo Regolamento, il medesimo dettaglio deve essere fornito sui prezzi medio annui. Pertanto le informazioni sulle componenti dei prezzi elettrici raccolte ante-Regolamento non sono strettamente comparabili con quelle raccolte post-Regolamento.

4 Comprendenti i consumi annui fino a 2.500 kWh/a.

TAV. 1.13

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2017

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

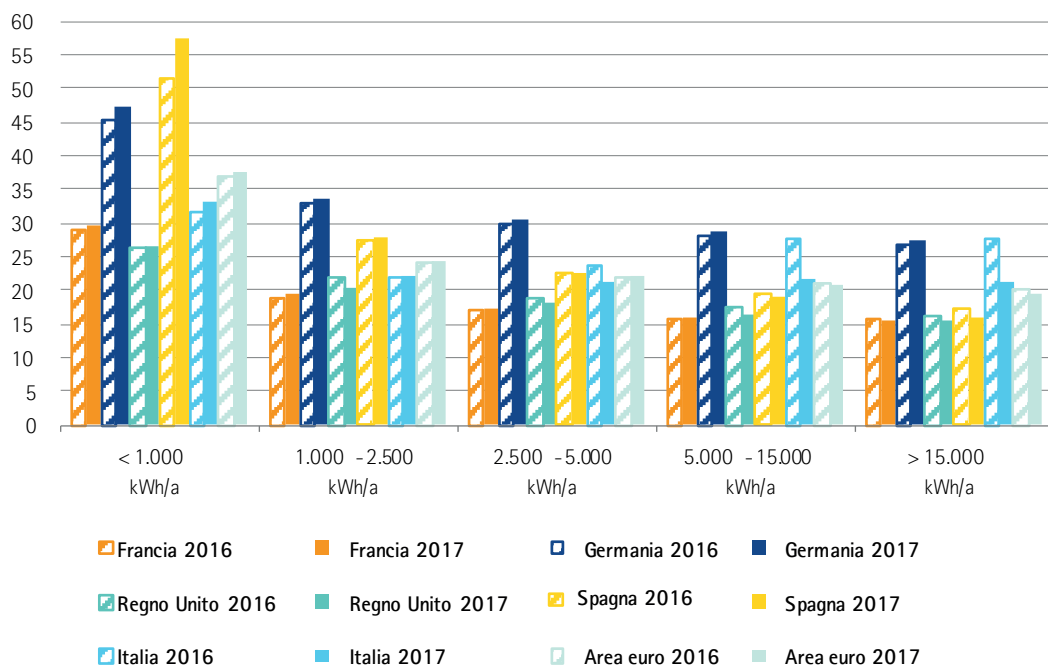
	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	20,98	37,15	14,23	23,83	12,20	19,64	10,94	17,26	10,03	15,69
Belgio	27,96	49,20	19,85	31,87	18,28	28,38	16,66	25,69	13,09	20,68
Bulgaria	8,23	9,88	8,11	9,73	8,08	9,69	8,07	9,68	7,98	9,58
Cipro	18,10	23,36	14,51	18,67	14,37	18,45	14,13	18,15	13,37	17,22
Croazia	17,05	20,01	11,01	13,18	10,12	12,16	9,72	11,70	9,42	11,36
Danimarca	15,33	37,43	11,53	32,68	9,63	30,30	8,60	23,69	8,34	21,63
Estonia	9,67	13,04	9,53	12,85	9,38	12,63	8,61	11,77	7,99	11,05
Finlandia	25,02	33,82	15,28	21,74	10,57	15,90	8,73	13,62	6,90	11,35
Francia	21,74	29,57	13,01	19,47	11,11	17,23	9,97	15,87	9,56	15,38
Germania	27,65	47,37	16,40	33,62	13,86	30,48	12,45	28,75	11,93	27,15
Grecia	15,66	22,62	11,86	17,96	11,15	17,78	10,97	20,58	10,25	18,96
Irlanda	29,83	41,64	22,56	30,01	18,56	23,30	16,28	19,65	13,92	16,15
Italia	23,95	32,95	15,72	22,00	13,29	21,11	12,48	21,78	11,29	21,18
Lettonia	13,02	19,00	10,85	16,37	10,42	15,84	10,01	15,35	10,22	15,61
Lituania	7,99	11,34	7,93	11,27	7,80	11,12	7,46	10,71	6,79	9,89
Lussemburgo	21,64	26,93	14,16	18,85	11,69	16,17	9,82	14,15	8,97	13,23
Malta	36,78	38,62	14,28	15,00	12,58	13,21	14,80	15,54	35,38	37,14
Paesi Bassi ^(A)	35,01	n.d.	16,50	10,57	11,49	15,59	8,13	17,26	n.d.	n.d.
Malta	13,47	18,94	11,07	15,96	10,26	14,54	9,46	13,31	9,41	13,12
Portogallo	17,29	38,81	11,82	24,71	10,93	22,57	10,57	21,74	10,55	21,30
Regno Unito	19,81	26,42	15,25	20,38	13,44	18,11	12,17	16,34	11,58	15,40
Cechia	22,54	27,40	15,93	19,42	11,97	14,63	9,50	11,63	8,66	10,64
Romania	9,16	12,53	9,22	12,59	9,08	12,44	8,89	12,21	8,56	11,82
Slovacchia	16,16	23,76	10,44	16,90	8,35	14,39	6,62	12,31	5,16	10,56
Slovenia	13,29	21,83	12,50	19,65	11,05	16,11	10,12	13,99	9,39	12,49
Spagna	44,94	57,16	21,81	27,73	17,59	22,37	15,00	19,07	12,39	15,75
Svezia	26,94	37,30	14,80	22,12	12,81	19,65	9,75	15,82	8,09	13,74
Ungheria	10,12	12,86	9,24	11,73	8,90	11,30	8,65	10,98	8,75	11,12
Norvegia	30,21	39,04	18,26	24,47	11,50	16,24	7,81	11,74	6,70	10,39
Unione europea	23,10	33,94	14,66	22,75	12,52	20,45	11,17	18,98	10,42	17,85
Area euro	25,00	37,66	15,14	24,30	12,76	21,89	11,44	20,71	10,65	19,54

(A) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto sul prezzo finale lordo che, per la prima classe di consumo, rende poco significativo il dato.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.14

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

europei. Diversamente da quanto registrato in Italia, inoltre, l'Area euro ha mostrato per tale componente aumenti medi intorno al 6% per tutte le classi, con una punta dell'11% per la prima classe.

Tenuto conto che nel 2017 il 95,2 % dei clienti italiani si colloca nelle prime tre classi di consumo (cioè ha consumi inferiori a 5.000 kWh/a) e consuma circa il 90,6% dell'energia elettrica venduta in Italia al settore domestico, la quasi totalità/stragrande maggioranza dei consumatori domestici italiani continua comunque a beneficiare di prezzi più bassi rispetto alla media dell'Area euro. I restanti clienti (1.650.000) pagano invece in media l'8% in più, come visto più sopra.

Spostando il confronto dalla media dell'Area euro ai principali paesi europei⁵, nel 2017 i prezzi finali di questi ultimi hanno registrato andamenti piuttosto variegati, a fronte di una dinamica media dell'Area euro che risulta invece in calo rispetto al 2016, con lievi aumenti limitati solo alle prime due classi di consumo.

In Germania, per esempio, i prezzi al lordo sono aumentati per tutte le classi di consumo di qualche punto percentuale, soprattutto per effetto dell'aumento, sia pure molto limitato, della componente oneri e imposte e della relativa incidenza, che per le prime due classi si è

sommata anche ad aumenti dei prezzi netti. L'incidenza degli oneri e delle imposte, al netto della prima classe dove è del 42%, risulta in Germania in continua crescita negli anni e ha ormai superato il 50% del prezzo lordo per tutte le restanti classi, con un picco del 57% per la penultima classe di consumi (tra 5.000 e 15.000 kWh). A titolo di confronto, l'incidenza media degli oneri e delle imposte in Italia è di oltre il 40% per le due classi a maggiori consumi, ma del 27-28% per le prime due e del 37% per la classe con consumi tra 2500 e 5000 kWh.

Tra i principali paesi europei, la Germania si conferma come il paese con i prezzi per i clienti domestici più alti. Rispetto alla Germania i consumatori domestici italiani continuano a pagare prezzi finali decisamente inferiori, tra il 30 e il 35% per le prime tre classi e di oltre il 20% per le due classi a maggior volume. Per queste ultime negli anni scorsi i clienti italiani hanno invece sempre pagato prezzi superiori.

In Francia si registrano nel 2017 aumenti dei prezzi, sia pure lievi, tranne che per l'ultima classe (+0,9%). In Spagna gli aumenti riguardano le prime classi di consumo (in particolare la prima, +11%), mentre diminuiscono i prezzi delle classi a maggiori consumi. Nel Regno Unito, per il secondo anno consecutivo, i prezzi per i

⁵ Con i principali paesi europei si intendono Francia, Germania, Regno Unito e Spagna, vale a dire i paesi i cui mercati in esame presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia.

consumatori domestici risultano invece tutti in sensibile in calo (tra il 4 e il 6%), tranne che per la classe a minori consumi (+ 0,9%).

Francia e Regno Unito mantengono prezzi più bassi dell'Italia per tutte le classi di consumo, mentre la Spagna presenta prezzi più alti per le prime tre classi di consumo e più bassi per le altre.

Con riferimento alla classe di consumo intermedia (2.500-5.000 kWh/a), rappresentativa del cliente domestico in quanto è quella che possiede il maggior peso in termini di energia venduta (38,3%) e che contiene il cliente tipo normalmente preso a riferimento dall'Autorità, l'Italia, dopo anni di prezzi più alti, nel 2017 è passata a prezzi inferiori (-4%) a quelli della media dell'Area euro (Fig. 1.15). Per questa categoria di consumo i prezzi italiani al lordo delle imposte sono diminuiti dell'11,2% rispetto al 2016, a fronte di una riduzione media di solo 0,2% nell'Area euro. La riduzione italiana è la più forte tra quelle di tutti i paesi europei. In termini di valori netti il

differenziale di prezzo rimane però leggermente positivo (+4%), sia pure in presenza di una riduzione rispetto all'anno precedente più ampia in Italia rispetto all'Area euro (rispettivamente -7% contro -4%). Il Regno Unito è in questo caso il paese che segna la riduzione più significativa da un anno all'altro (-12%).

Le famiglie italiane con consumi in questa classe, con un prezzo di 21,11 c€/KWh, pagano il 31% in meno della Germania e il 6% in meno della Spagna, ma il 23% in più della Francia e il 17% in più del Regno Unito.

Prezzi per i clienti industriali

I consumatori industriali italiani di energia elettrica pagano, anche per il 2017, prezzi più alti di quelli della media dell'Area euro per tutte le classi, a eccezione di quella a più alti consumi, per i quali il differenziale positivo, ancora dell'11% nel 2016, si è del tutto annullato

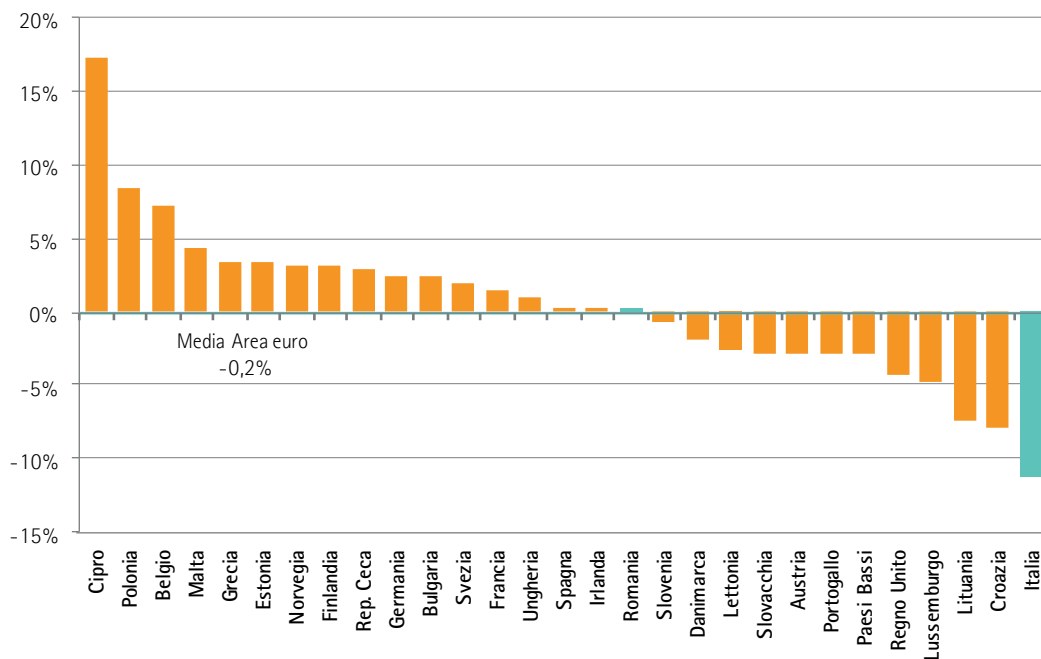


FIG. 1.15

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2016-2017 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

nell'ultimo anno in termini lordi. Tale differenziale positivo è tra il 12% e il 15% per le prime tre classi e del 19 e 25% per le successive due.

Per tutte le classi va rilevata dunque la riduzione dello scarto con i prezzi medi dell'Area euro (Tav. 1.14). La prima classe di consumo, che copre il 18,5% in termini di energia e il 90% in termini di punti di prelievo fatturati, dove si registrava nel 2016 il picco (+33%) di scarto dei prezzi italiani rispetto a quelli europei, ha conosciuto la riduzione maggiore, con il differenziale fissato al 12% del 2017. Per le tre classi successive si è passati, rispettivamente, dal 19% del 2016 al 13% del 2017, dal 20% al 15% e dal 24% al 19%. Minore il salto per la penultima classe, dal 28% al 25%.

Il 2017 ha quindi segnato un'ulteriore decisa tappa verso la riduzione del divario italiano con i prezzi medi dell'Area euro, in un processo che prosegue dal 2013, quando i prezzi si attestavano, per la gran parte, su un differenziale più ampio (+30% circa). Per le prime classi tale divario da allora si è in buona sostanza dimezzato.

Quanto sopra per i prezzi al lordo delle imposte. In termini di prezzi netti si assiste invece alla riduzione del differenziale per le prime classi (passato da +15% a +5% per la prima e decisamente più contenuto per le due successive) e all'aumento per le classi più elevate (da +12 a +17% per l'ultima classe).

I prezzi italiani sono diminuiti sensibilmente per la prima classe (-18,1% al lordo e -12,1 al netto), significativamente di più che per la media dell'Area euro (-2,2% al lordo, -3,1% al netto). Anche le riduzioni per le altre classi (intorno al -5% al lordo e poco meno al netto) sono decisamente maggiori di quelle dell'Area euro (pari a circa il 2%), con cali invece più in linea al netto.

Le dinamiche dei prezzi finali da un anno all'altro sopra descritte sono sostanzialmente da ascrivere a quelle sottostanti dei prezzi netti. Hanno comunque contribuito in parte anche i cali registrati nella componente oneri e imposte (tranne che per l'ultima classe, dove tale voce è leggermente aumentata, del 3%). Di converso, nell'Area euro tale componente risulta in aumento. In valore assoluto però tale voce resta più alta in Italia (del +21% per la prima classe di consumo e tra il +26% e il 30% per altre) tranne che per l'ultima classe a maggiori consumi, dove risulta addirittura inferiore del 35%, segnando

pertanto, ancora una volta, un ampliamento del divario che si è aperto da qualche anno.

Anche guardando all'incidenza della componente oneri e imposte sul prezzo finale si assiste a diminuzioni per il nostro Paese (dove i relativi valori si attestano tra il 45% e poco più del 50%, con un 35% per l'ultima classe) a fronte di aumenti per l'Area euro, con valori in questo caso abbastanza in linea con quelli italiani intorno al 45% o poco più, anche per l'ultima classe.

Passando invece al confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.16), anche per il 2017 si confermano le dinamiche in atto dal 2015, quando per la prima volta si è assistito al cambio di paradigma: i consumatori industriali di energia elettrica del nostro Paese non pagano più prezzi più elevati dei loro omologhi nei principali paesi europei.

Nel 2017 i prezzi italiani si confermano più bassi non solo, come di consueto, di quelli dei consumatori industriali tedeschi, ma anche di quelli inglesi per le ultime due classi di consumo e di quelli spagnoli, in questo caso per la prima classe di consumo.

Solo rispetto alla Francia i prezzi italiani risultano più elevati, così come rispetto alla media dell'Area euro. È poi vero che per la classe di consumo 500-2.000 MWh/a, una delle più rappresentative per il nostro Paese, i prezzi italiani, pari a 16,94 c€/kWh, risultano più alti, rispetto alla media dell'Area euro, del 15% (+20% nel 2016); e che al netto degli oneri e delle imposte il differenziale è del 5% (7% nel 2016). Tuttavia, come già da anni, nel 2017 il prezzo lordo per questa classe di consumo in Italia è diminuito di più di quello della media dell'Area euro (-5,3%, mentre il calo nell'Area euro è stato dell'1% (Fig. 1.17). Tra i principali paesi il Regno Unito è ancora una volta quello che registra anche per il 2017 la maggiore contrazione dei prezzi (-5,9%, dopo il -12% del 2016).

Il differenziale con la Germania per questa classe si è ulteriormente ampliato, passando dal -9% a favore del prezzo finale in Italia del 2016 al -15% del 2017, nonostante i prezzi netti si mantengano più alti del 6% per l'Italia. E in effetti, in termini di prezzi netti, proseguono anche nel 2017 le diminuzioni dei prezzi in Italia rispetto alla Germania, con la componente oneri e imposte in calo in Italia e in aumento in Germania, al netto delle due ultime classi a maggiori consumi.

TAV. 1.14

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2017

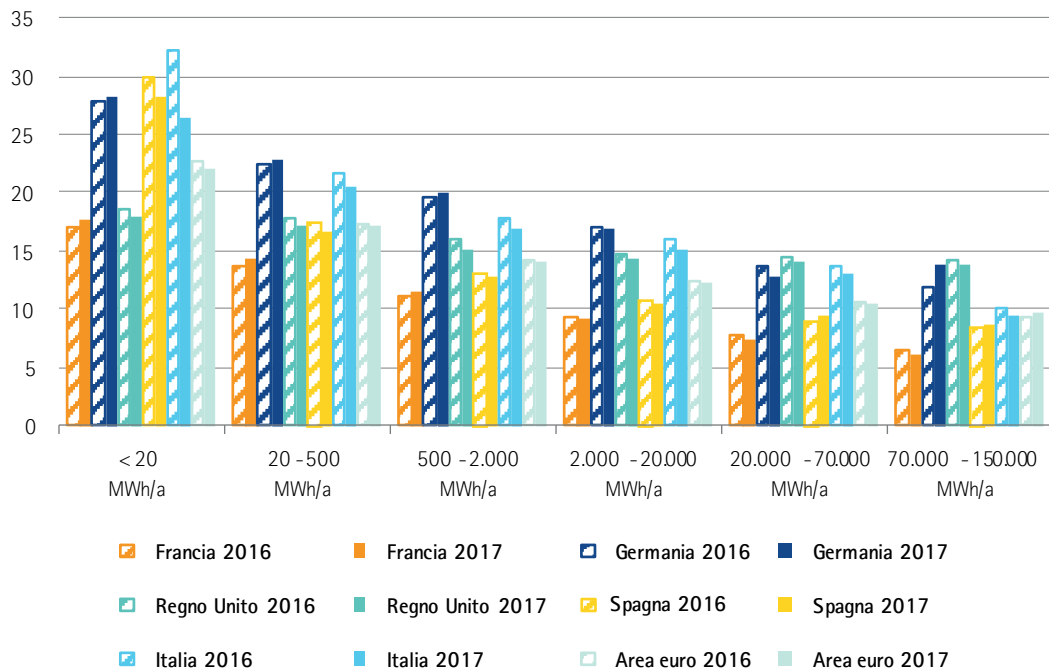
Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER 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	11,71	19,02	8,79	14,47	6,55	11,56	5,67	9,94	4,90	8,57	4,47	7,92
Belgio	15,73	25,87	11,80	18,84	7,80	13,41	6,75	11,09	5,51	8,63	5,01	7,18
Bulgaria	10,70	12,96	8,77	10,65	7,43	9,03	6,66	8,11	5,76	7,03	5,45	6,66
Cipro	16,22	20,68	14,63	18,82	12,67	16,51	11,81	15,48	11,05	14,40	10,30	13,67
Croazia	11,24	13,84	9,79	11,98	8,17	10,14	7,09	8,86	6,07	7,40	4,71	5,56
Danimarca	9,09	29,59	7,31	27,10	6,80	26,45	6,70	26,32	4,87	24,03	4,73	23,85
Estonia	9,64	13,36	7,90	11,27	7,09	10,30	6,17	9,18	5,59	8,44	5,35	8,16
Finlandia	8,17	11,01	7,62	10,32	6,01	8,33	5,74	7,99	4,53	6,48	4,40	6,33
Francia	11,56	17,68	9,04	14,44	7,01	11,50	5,88	9,18	5,26	7,45	4,76	6,14
Germania	12,07	28,08	9,87	22,92	7,74	19,88	6,37	16,93	4,76	12,89	4,45	13,69
Grecia	12,83	19,46	11,29	17,10	8,66	12,65	7,36	10,71	7,03	15,54	n.d.	n.d.
Irlanda	15,84	22,16	13,46	17,06	10,94	13,96	9,00	11,28	8,06	10,07	7,27	9,13
Italia	14,22	26,42	9,87	20,53	8,21	16,94	7,57	14,97	7,09	12,98	6,11	9,43
Lettonia	15,66	22,20	10,73	16,22	9,01	14,15	7,63	12,47	7,00	11,71	5,25	9,60
Lituania	10,01	13,84	7,95	11,38	6,91	10,12	6,07	9,08	5,40	8,23	n.d.	n.d.
Lussemburgo	10,81	14,51	8,73	10,83	7,08	8,61	5,96	7,08	3,93	4,29	n.d.	n.d.
Malta	23,52	24,69	15,50	16,27	13,93	14,63	12,11	12,71	10,34	10,85	9,81	10,30
Paesi Bassi	n.d.	n.d.	7,35	13,91	6,05	9,60	5,98	9,27	5,14	6,86	5,01	6,39
Polonia	13,50	19,11	9,92	14,18	7,19	10,70	6,16	9,39	5,60	8,63	5,07	7,58
Portogallo	12,86	24,67	10,69	18,82	8,36	14,10	7,72	12,76	6,69	10,73	6,43	10,06
Regno Unito	12,37	17,91	11,14	17,16	9,13	15,00	9,30	14,25	9,75	14,08	9,75	13,81
Cechia	16,49	20,08	11,41	13,94	6,88	8,46	6,15	7,57	6,03	7,43	6,36	7,82
Romania	8,37	11,44	7,67	10,65	6,50	9,26	5,93	8,58	5,26	7,64	5,17	7,51
Slovacchia	15,00	22,53	9,60	16,05	7,54	13,57	6,63	12,48	5,93	11,64	5,46	11,08
Slovenia	9,94	15,81	8,09	12,03	6,19	9,57	5,54	8,21	5,09	7,25	5,12	6,96
Spagna	22,12	28,14	13,11	16,67	9,96	12,67	8,28	10,53	7,40	9,42	6,84	8,70
Svezia	13,80	17,31	7,77	9,77	6,43	8,09	5,50	6,93	4,66	5,88	3,95	5,01
Ungheria	9,57	13,21	8,03	11,25	6,57	9,40	6,19	8,92	5,85	8,47	6,31	9,07
Norvegia	6,55	10,55	6,15	9,01	6,03	8,84	4,85	7,35	3,98	6,26	3,60	4,49
Unione europea	13,31	22,07	9,92	17,16	7,77	14,02	6,87	12,22	6,09	10,45	5,66	9,63
Area euro	13,60	23,66	9,97	18,10	7,80	14,72	6,72	12,59	5,75	10,39	5,24	9,44

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat

FIG. 1.16

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

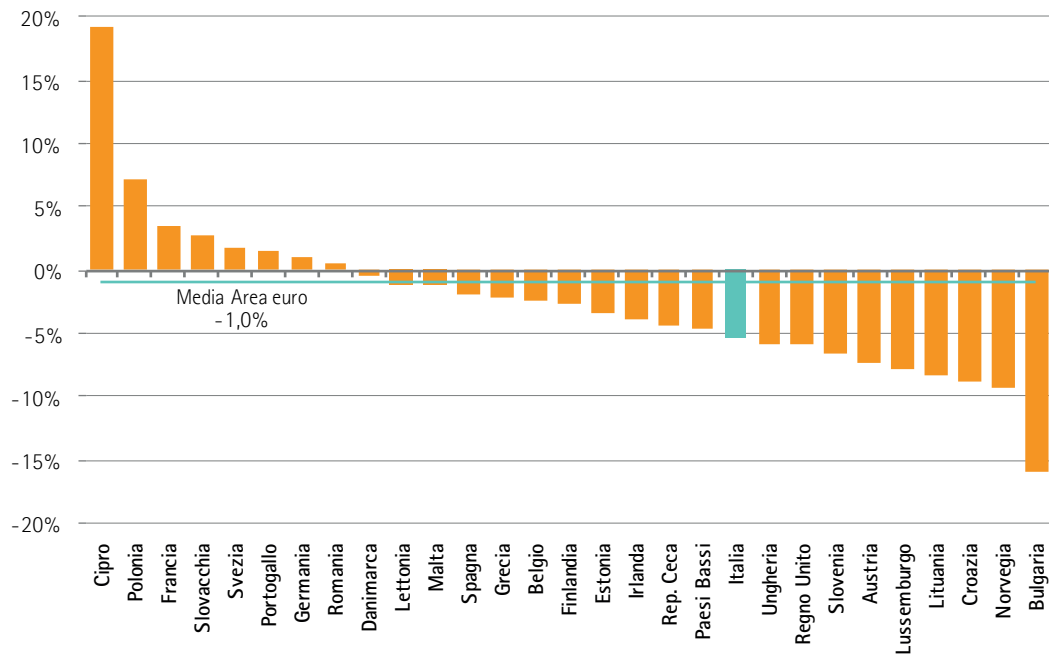


Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.17

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali

Variazione percentuale 2016-2017 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh h



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2017 i prezzi del gas naturale per i consumatori domestici italiani, comprensivi di oneri e imposte, si confermano sensibilmente più alti della media dei prezzi dell'Area Euro (Tav. 1.15). Fa eccezione la prima classe di consumo (< 525 m³, perlopiù per cottura e acqua

calda), per la quale si registra un differenziale negativo sia al lordo sia al netto, in lieve aumento rispetto al 2016. I prezzi italiani per la prima classe sono infatti diminuiti leggermente sia al netto, sia al lordo, ma più di quelli dell'Area euro.

Per le restanti classi i prezzi sono invece leggermente aumentati, a fronte di cali nell'Area euro; ne consegue che il divario positivo tra

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m ³)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	76,81	101,05	54,26	72,56	45,83	62,59
Belgio	63,41	81,85	44,23	56,60	39,29	50,56
Bulgaria	33,28	39,93	31,10	37,31	31,01	37,19
Croazia	38,12	47,66	30,65	38,31	29,13	36,41
Danimarca	46,14	97,26	39,56	89,04	34,86	83,17
Estonia	41,37	53,37	33,29	43,99	30,25	40,44
Francia	117,81	147,37	52,93	70,52	42,97	58,26
Germania	82,36	108,55	47,96	64,54	42,57	58,14
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	66,80	80,25	55,80	67,76	50,33	61,57
Italia	84,51	113,01	53,26	83,44	43,02	75,32
Lettonia	53,92	67,46	31,84	40,73	31,77	40,66
Lituania	59,48	73,14	31,27	40,20	n.d.	n.d.
Lussemburgo	41,43	45,93	38,79	43,14	38,20	42,27
Paesi Bassi	80,01	131,95	39,93	83,47		
Polonia	45,38	55,82	36,85	45,38	32,58	40,45
Portogallo	75,27	102,14	60,87	83,10	55,88	77,33
Regno Unito	65,47	71,85	46,23	50,16	41,00	44,35
Cechia	85,09	102,96	48,77	59,01	44,97	54,41
Romania	18,35	33,73	18,02	33,02	17,54	31,62
Slovacchia	86,79	104,14	38,16	45,79	36,99	44,38
Slovenia	43,69	61,87	39,94	57,32	34,36	50,49
Spagna	84,90	105,72	64,47	81,00	49,51	62,92
Svezia	115,96	182,83	68,58	123,60	59,73	112,55
Ungheria	30,36	38,56	29,84	37,90	30,00	38,10
Unione europea ^(A)	77,11	99,14	47,18	64,29	40,72	56,32
Area euro	87,01	115,86	49,85	72,43	42,34	63,21

(A) I dati relativi a Cipro, Finlandia e Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

TAV. 1.15

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2017

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

Italia e Area euro è tornato ad aumentare, fino a toccare i valori di qualche anno fa, dopo la progressiva riduzione che invece si era registrata nell'ultimo periodo.

Al netto delle imposte, le differenze di prezzo restano più contenute, anche se per la seconda classe la differenza non è più di solo qualche punto percentuale.

Nel dettaglio, la prima classe di consumo presenta livelli di prezzo (113,01 c€/m³) lievemente inferiori alla media euro, sia al netto (-3%) sia al lordo degli oneri e delle imposte (-2%). Per contro, la classe intermedia (525-5.254 m³), che ha la quota maggiore sul totale dei consumi domestici (73,4%), registra un differenziale positivo di prezzo al netto che ha raggiunto il 7% rispetto all'Area euro (+3% nel 2016). Al lordo delle imposte lo scostamento positivo arriva al 15% (+12% nel 2016). La classe di consumo più elevata (oltre 5.254 m³, per lo più riscaldamenti centralizzati) presenta un prezzo netto che si mantiene lievemente superiore alla media (+2%), mentre, anche a causa dell'alta incidenza degli oneri e delle imposte per questa classe, che si conferma oltre il 40%, il prezzo lordo eccede del 19% (+14% nel 2016) la media dell'Area euro.

Rispetto all'Area euro l'incidenza fiscale per il consumatore domestico gas, stabile tra il 2016 e il 2017, appare in linea per la prima classe (sul 25%), mentre lo scarto è di 5 punti percentuali per la

seconda classe (36% per l'Italia, contro il 31% dell'Area euro), fino a toccare i 10 punti percentuali per la terza (43% contro 33%).

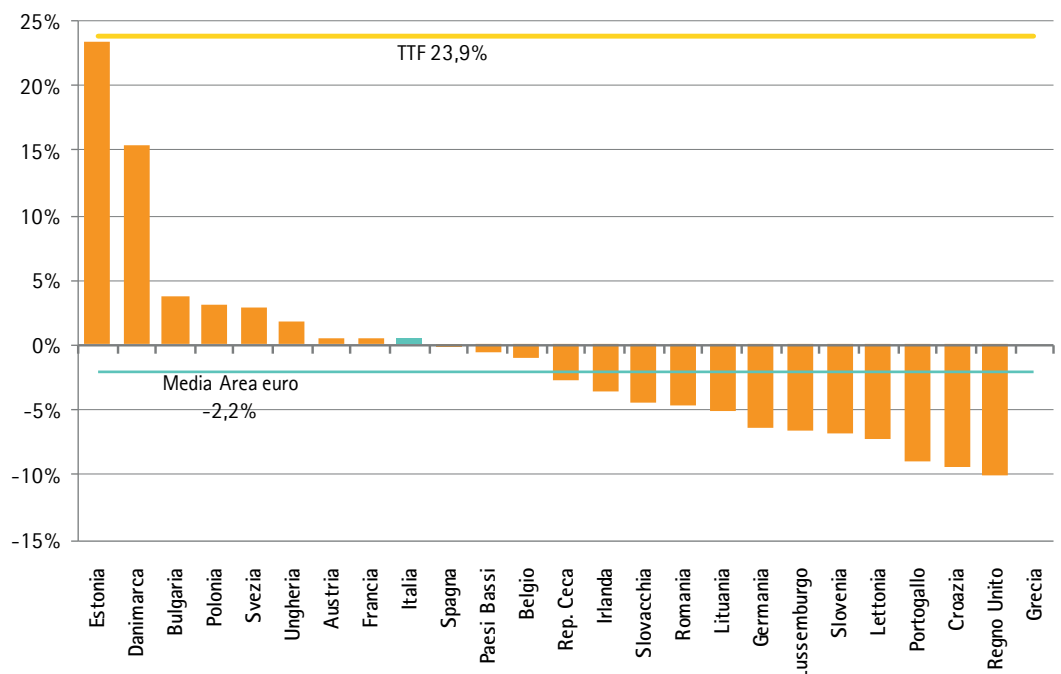
La figura 1.20 riporta, a titolo di confronto tra il 2016 e il 2017, la dinamica dei prezzi finali per la classe intermedia (525-5.253 m³) nei singoli paesi, unitamente a quella del prezzo all'ingrosso alla piattaforma olandese TTF. L'aumento dello 0,5% per tale classe si confronta con il -2,2% della media dell'Area euro e con un prezzo del gas all'ingrosso per le transazioni *spot* che ha conosciuto forti rialzi (+23,9%), non rinvenibili sul mercato finale, anche considerando i prezzi al netto dell'incidenza fiscale (praticamente stabili, al +0,4%). La situazione fa da contraltare a quanto era accaduto lo scorso anno, quando le forti diminuzioni del prezzo del gas all'ingrosso non avevano trovato riscontro sul un prezzo netto pagato sull'altro mercato del consumatore finale, che risultava solo in leggera diminuzione.

Guardando al confronto con i principali paesi europei, il prezzo italiano per la classe di consumo più bassa, comprensivo delle imposte, si conferma inferiore solo a quello francese. Nella seconda classe (come detto la più rilevante in termini di consumi per il nostro Paese, pari al 73%), così come nella classe a maggiori consumi

FIG. 1.18

Variatione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Variatione percentuale 2016-2017 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m³



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

l'Italia presenta il prezzo più elevato (83,44 c€/m³), rispetto a tutti gli altri paesi, confermando il quadro del 2016 (Fig. 1.19).

Prezzi per le utenze industriali

Anche nel 2017, confermando una tendenza in atto da anni, le imprese italiane più piccole (con consumi annui fino a 263.000 m³ e corrispondenti alle prime due classi di consumo) pagano per il gas i prezzi più elevati della media dei paesi dell'Area euro, mentre quelle più grandi pagano prezzi più convenienti (Tav. 1.16), con differenziali negativi che si sono ulteriormente ampliati.

Nel dettaglio, per i consumatori industriali italiani della prima classe di consumo, il differenziale in eccedenza (prezzi più alti della media dell'Area euro) del prezzo comprensivo di imposte è del 19,1%, (era del 12,1% nel 2016), mentre per la seconda classe è pari al 4,9%, come nell'anno precedente. A partire dalla terza classe (263.000-2.627.000 m³) il differenziale diventa negativo per valori compresi tra il -18% della terza classe e il 7,2% dell'ultima classe. La variazione del differenziale più significativa rispetto all'anno precedente (-4,6 punti percentuali) si rileva per la quarta classe di consumo (dal -10,9% al -15,5%).

Permangono differenze tra il nostro Paese e gli altri paesi europei in merito all'articolazione dell'imposizione fiscale. Le imprese più piccole sono gravate da imposte più elevate rispetto alla media dell'Area euro, mentre quelle più grandi (con consumi oltre 263.000 m³) beneficiano della condizione opposta. In dettaglio, la prima classe presenta un'incidenza delle imposte sul prezzo lordo finale pari al 32,2%, contro il 27,0% della media dell'Area euro, mentre per la seconda classe i valori si allineano (31,5% contro 31,3%). I risultati si invertono a partire dalla terza classe, con un 17% del caso italiano che si confronta con il 27% della media dell'Area euro. Differenziali ancora più favorevoli si confermano per la quarta classe (9,3% contro 23,4%) e per la quinta (7,3% contro 21,6%).

La struttura e il livello dell'imposizione fiscale condizionano pesantemente i risultati del confronto con gli altri paesi. In particolare, la più alta componente oneri e imposte contribuisce, insieme a un prezzo netto superiore del 10,6%, al forte divario positivo per la prima classe. Per la seconda classe, per la quale la componente oneri è sostanzialmente uguale, il maggior livello dei prezzi netti (+4,6%) si riflette in quelli finali lordi (+4,9). Situazione ribaltata per le classi a maggiori consumi, per le quali la minore componente oneri e imposte amplia il differenziale negativo o più che compensa il differenziale positivo dei prezzi netti (per esempio per la classe a più elevati consumi il differenziale al netto è del +9,8%, quello al lordo del -7,2%, mentre la componente fiscale italiana risulta inferiore del 70% a quella corrispondente per l'Area euro). Nel nostro Paese, inoltre, i prezzi netti hanno registrato riduzioni maggiori rispetto a quelli medi dell'Area euro.

Anche nel confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.22) 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, a eccezione che nel confronto con il Regno Unito.

Nella penultima classe, quella con consumi compresi tra 2,63 M(m³)/a e 26,27 M(m³)/a, i prezzi finali al lordo delle imposte in Italia hanno avuto un calo del 6,9%, superiore a quello dell'Area euro (-1,8%) (Fig. 1.20). Una diminuzione ancora maggiore di quella italiana ha riguardato il Regno Unito (-13%), mentre in Germania la variazione (-2,5%) è stata inferiore a quella italiana, ma non a quella dell'Area euro.

La figura 1.21 riporta la dinamica del Brent e del prezzo del gas alla piattaforma TTF, quali termini di paragone mostrando una dinamica dei prezzi in linea con quella del Brent (cfr. paragrafo precedente, "Mercato internazionale del petrolio"). Di rilievo il fatto che, come già osservato per il mercato domestico, il rilevante aumento dei prezzi all'ingrosso visto nell'anno non trova pieno riscontro nei prezzi finali.

TAV. 1.16

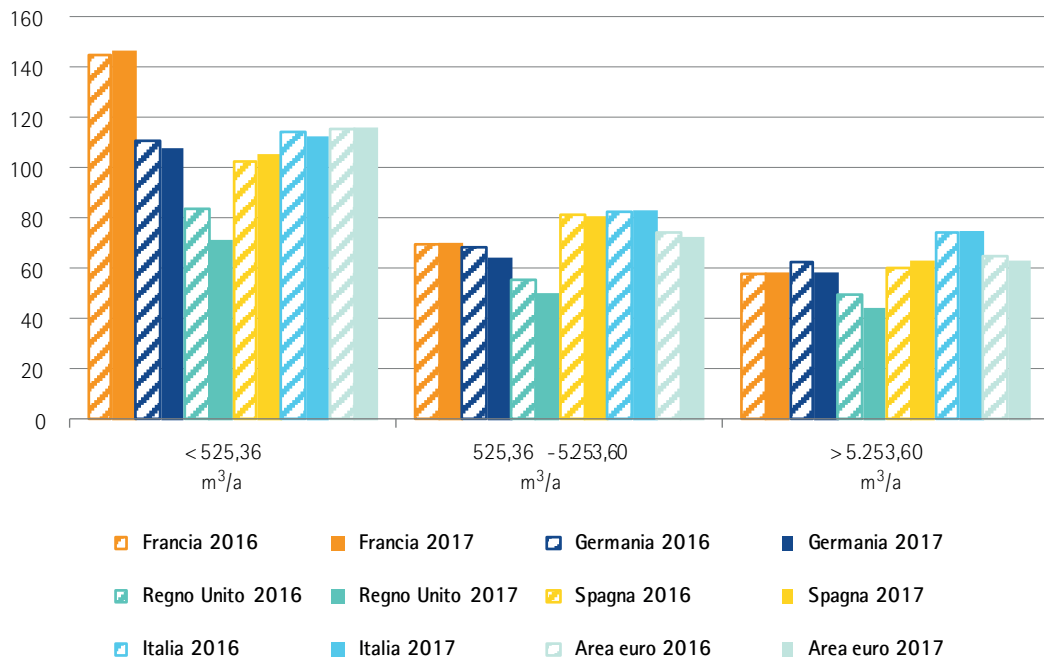
Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2017

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; imposte; c€/m³

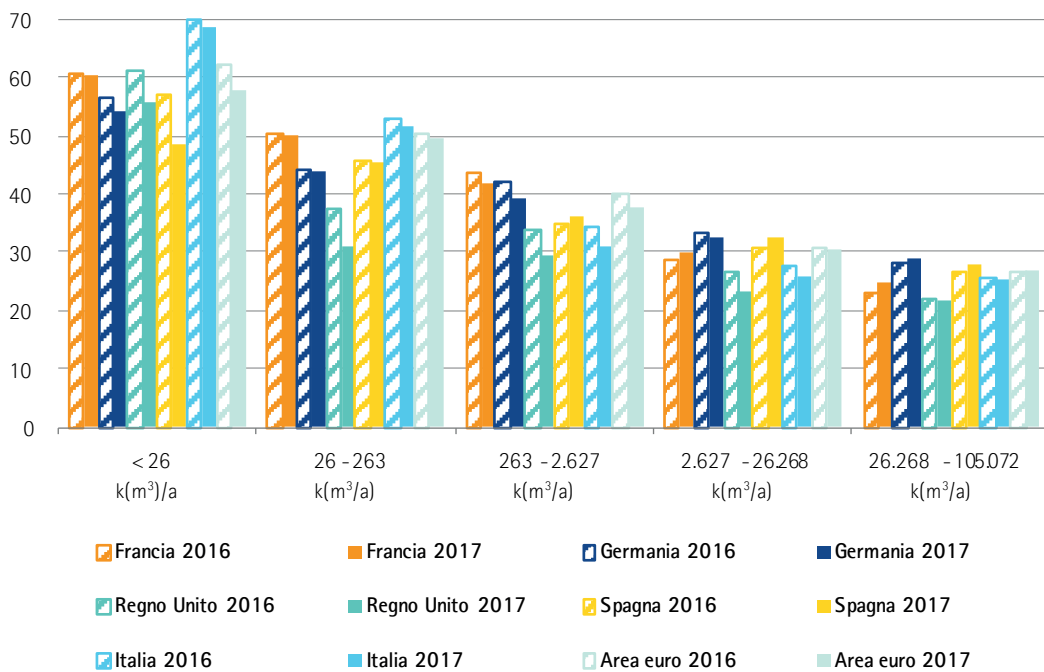
	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m ³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	45,37	63,01	35,95	51,36	28,12	42,00	23,02	35,23	21,38	32,85
Belgio	40,98	51,99	30,82	39,69	23,01	30,09	19,92	25,13	19,63	24,64
Bulgaria	29,21	36,43	27,34	34,19	23,80	29,88	19,13	23,53	18,26	21,93
Croazia	33,82	43,20	29,94	38,25	25,63	32,59	23,30	29,52	n.d.	n.d.
Danimarca	36,11	84,73	34,59	82,76	25,34	70,13	23,03	67,03	n.d.	n.d.
Estonia	30,25	40,96	27,75	38,34	25,23	35,20	24,22	33,99	24,21	33,59
Finlandia	n.d.	n.d.	39,00	70,35	34,92	65,26	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	44,44	60,12	36,03	49,79	29,88	41,67	23,47	30,02	21,02	24,62
Germania	41,36	54,28	32,68	43,96	28,71	39,25	23,03	32,49	19,87	28,71
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	48,82	59,86	39,81	49,53	31,07	38,45	24,19	27,50	n.d.	n.d.
Italia	46,60	68,70	35,49	51,78	25,64	30,90	23,25	25,62	23,32	25,16
Lettonia	33,96	43,14	31,74	40,30	27,93	35,51	25,82	33,15	23,64	30,68
Lituania	32,30	46,16	29,69	42,15	27,69	39,07	25,33	35,54	n.d.	n.d.
Lussemburgo	38,49	42,67	36,80	40,42	33,24	36,29	23,31	25,19	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	n.d.	n.d.	29,30	70,32	22,50	40,61	21,41	30,85	20,80	27,42
Polonia	36,60	45,75	34,12	42,79	28,37	35,72	23,61	29,49	20,02	25,01
Portogallo	51,83	72,93	38,03	49,64	28,23	35,73	24,25	30,44	23,93	29,50
Regno Unito	46,50	55,57	25,15	31,16	23,66	29,42	18,57	23,03	17,87	21,90
Cechia	35,87	44,95	27,67	35,03	24,26	30,90	22,97	29,34	23,66	30,18
Romania	22,90	38,64	20,55	35,66	18,22	32,97	16,92	28,30	16,47	25,52
Slovacchia	41,70	51,72	34,57	43,16	28,88	36,35	24,91	31,58	23,36	29,70
Slovenia	39,95	56,26	36,78	52,11	27,86	40,58	23,46	32,27	n.d.	n.d.
Spagna	39,70	48,73	37,16	45,66	29,34	36,18	26,13	32,31	22,56	27,99
Svezia	60,16	113,09	47,78	97,61	37,40	84,64	29,14	74,30	25,62	69,90
Ungheria	31,22	42,01	28,90	39,33	24,68	34,05	23,52	32,54	22,10	30,55
Unione europea ^(A)	41,35	55,80	32,23	46,09	26,70	36,56	22,53	29,72	20,74	26,87
Area euro	42,12	57,66	33,92	49,37	27,49	37,66	23,22	30,33	21,25	27,11

(A) I dati relativi a Cipro e a Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

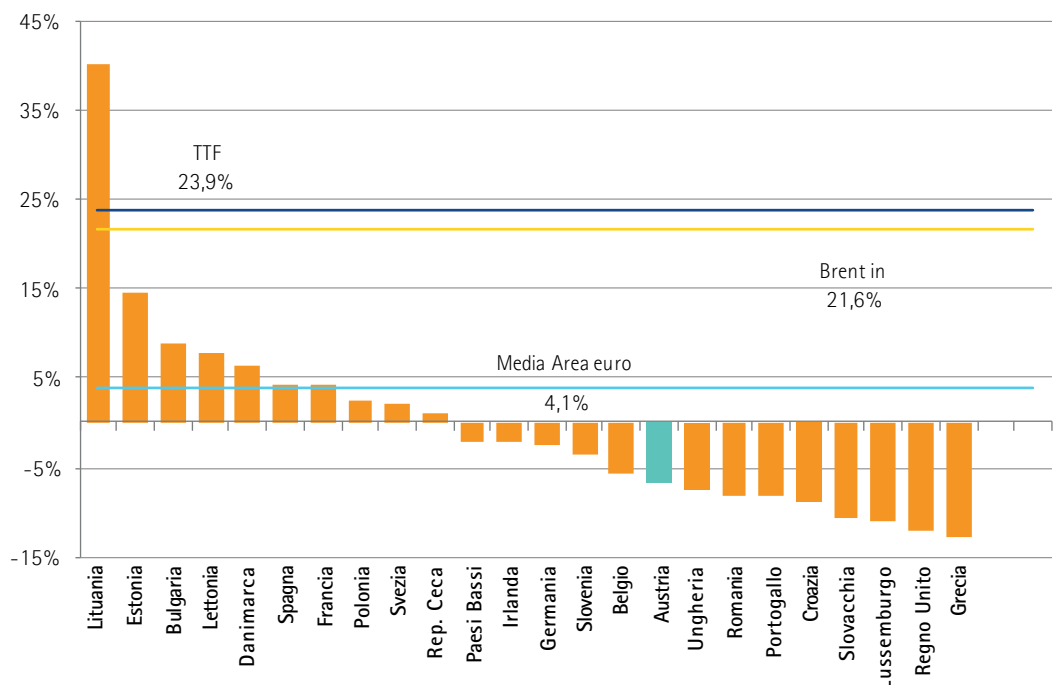


Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.21

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Variazione percentuale 2016-2015 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Domanda e offerta di energia in Italia

Nel 2017 l'economia italiana è cresciuta dell'1,5%, rialzo massimo dal 2010, trascinando anche la crescita della domanda energetica primaria (+1,5%) ed elettrica (+2%). In valore assoluto, il consumo interno lordo di energia (Tav 1.17) è stato di 170,2 Mtep (il massimo dal 2013), recuperando terreno rispetto ai dati consuntivi del 2016, anno che si era contraddistinto per una discesa del consumo interno lordo di energia (-1,3%) e dei consumi di energia elettrica (-1% circa a consuntivo).

Data la stessa crescita percentuale del consumo interno lordo e del prodotto interno lordo nel 2017, l'intensità energetica, vale a dire la quantità di energia utilizzata per la produzione di un'unità di PIL, è rimasta costante rispetto al 2016 (Fig. 1.22).

Questa stabilizzazione si contrappone alla tendenza alla discesa in atto dei valori di tale indicatore, supportata anche dagli interventi di efficienza energetica che contribuiscono a ridurre la domanda di energia.

La richiesta energetica complessiva è stata sostenuta soprattutto dall'aumento della richiesta di gas, in particolare per uso termoelettrico e industriale, mentre la ripresa economica e le alte temperature registrate durante l'estate, e quindi il maggior utilizzo di impianti di raffrescamento, hanno impattato sui consumi elettrici. Ne è conseguito un indice di intensità elettrica in leggera risalita rispetto al 2016 (+0,5%), comunque inferiore ai dati relativi agli anni precedenti, a conferma della tendenza alla discesa dell'indice in atto dal 2012.

La richiesta elettrica ha beneficiato in particolare delle dinamiche positive provenienti dal settore industriale (+2,7%) e dei trasporti (+3,9%), che hanno contribuito a compensare la riduzione dell'impiego di combustibili solidi e di petrolio negli stessi settori.

In termini di consumi finali di energia, questi hanno registrato nel 2017 un aumento complessivo del +1,7% rispetto all'anno precedente. A livello di singoli settori di utilizzo, gli usi civili si confermano

TAV. 1.17

Bilancio energetico nazionale
nel 2015 e nel 2016

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE	
ANNO 2017							
1	Produzione	0,25	4,54	4,14	31,60	-	40,53
2	Importazione	10,29	57,04	85,96	1,33	9,44	164,06
3	Esportazione	0,24	0,22	32,12	0,22	1,13	33,93
4	Variazione delle scorte	-0,13	-0,19	0,79	0,00	0,00	0,46
5	Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	10,42	61,55	57,19	32,72	8,31	170,19
6	Consumi e perdite del settore energetico	-0,02	-2,05	-3,4	0,00	-38,28	-43,76
7	Trasformazione in energia elettrica	-7,92	-21,21	-1,8	-24,06	54,99	-
8	Totale impieghi finali (5+6+7)	2,48	38,29	51,99	8,65	25,01	126,43
	- industria	2,43	12,51	3,11	0,14	9,46	27,64
	- trasporti	-	0,86	35,75	1,09	1,00	38,70
	- usi civili	-	24,09	2,88	7,39	14,08	48,44
	- agricoltura	-	0,17	2,28	0,04	0,47	2,96
	- usi non energetici	0,06	0,66	4,88	-	-	5,59
	- bunkeraggi	-	-	3,09	-	-	3,09
ANNO 2016							
1	Produzione	0,31	4,74	3,75	30,35	-	39,15
2	Importazione	11,40	53,47	81,59	1,96	9,50	157,93
3	Esportazione	0,27	0,17	28,96	0,23	1,35	30,99
4	Variazione delle scorte	-0,28	-0,05	-1,22	0,00	0,00	-1,55
5	Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	11,73	58,08	57,59	32,09	8,15	167,63
6	Consumi e perdite del settore energetico	-0,02	-1,67	-3,49	0,00	-38,16	-43,33
7	Trasformazione in energia elettrica	-8,89	-19,19	-1,9	-24,63	54,61	-
8	Totale impieghi finali (5+6+7)	2,82	37,22	52,2	7,46	24,6	124,3
	- industria	2,76	11,91	3,13	0,13	9,21	27,14
	- trasporti	-	0,89	36,04	1,05	0,96	38,94
	- usi civili	-	23,64	3,07	6,24	13,95	46,89
	- agricoltura	-	0,13	2,17	0,04	0,48	2,82
	- usi non energetici	0,06	0,65	4,85	-	-	5,56
	- bunkeraggi	-	-	2,95	-	-	2,95

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

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

il primo comparto nel 2017 con 48,4 Mtep (corrispondente al 38% del totale degli impieghi), in rialzo rispetto al 2016 (+3,3%). Segue il settore dei trasporti (38,7 Mtep), che ha tuttavia segnato una leggera flessione negativa rispetto allo scorso anno (-0,6%), interamente proveniente da un ridotto consumo di prodotti petroliferi nel 2017. Il totale degli impieghi nel settore industriale, al contrario, ha fatto registrare un aumento rispetto al 2016 (+1,9%) attestandosi a 27,6 Mt, a conferma della ripresa economica.

Passando a considerare il consumo interno lordo delle singole fonti energetiche, spicca il considerevole aumento del gas naturale rispetto all'anno precedente (+6%). Proprio il gas nel 2017 ha ulteriormente rafforzato la sua posizione di principale fonte primaria di energia, con un peso sul totale dei consumi energetici passato dal 34,6% del 2016 al 36,2% del 2017. La crescita dell'utilizzo del gas nella produzione elettrica (+10,5% rispetto al 2016 corrispondente a 2 Mtep) ha in parte compensato il calo della produzione

a carbone, ma è stata anche determinata dalla ridotta idraulicità che ha caratterizzato l'intero anno 2017, oltre che dal persistere di problematiche al parco nucleare francese che hanno comportato una flessione, seppur lieve, delle importazioni elettriche. Si è registrato inoltre un incremento del gas nel totale degli impieghi finali (+2,9%), con particolare rilievo per il settore industriale (+5,1%), grazie alla crescita economica, e per quello civile (+1,9%), a causa delle temperature più rigide nei mesi invernali rispetto al 2016. È calato invece il peso del gas nei trasporti (-3,7%) anche se, guardando i dati relativi alle immatricolazioni di autocarri a metano e a gas naturale liquefatto nel 2017 (cresciute del 131% rispetto al 2016 e corrispondenti a 503 libretti di circolazione rilasciati), è attendibile un'inversione di tendenza nei prossimi anni.

Spicca il forte calo (-11,2%) dei combustibili solidi, rappresentati nello specifico dal carbone, dovuto quasi interamente alla riduzione degli impieghi per la generazione elettrica (-10,9%, corrispondente a -0,97 Mtep). Si è pertanto ridotto ulteriormente il peso dei combustibili solidi sul totale dei consumi, attestatosi nel 2017 al 6,1%, dopo essere passato da circa l'8,2% del 2014 al 7,7% del 2015 e al 6,9% del 2016. Ha contribuito alla discesa del peso dei combustibili solidi anche l'andamento rialzista

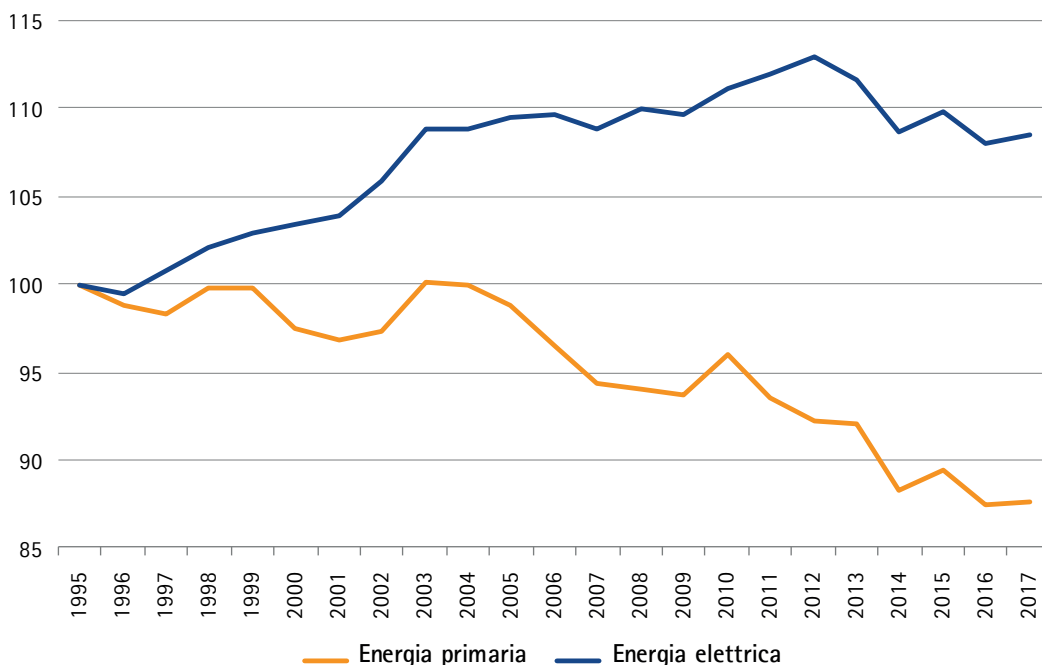
congiunto dei prezzi del carbone e dei permessi di emissione di CO₂, che ha provocato una disincentivazione economica a favore del gas naturale.

In leggera diminuzione è stato il consumo interno lordo di petrolio rispetto allo scorso anno (-0,7%), in continuità col *trend* discendente del suo livello di utilizzo rispetto al totale dei consumi energetici negli ultimi tre anni (33,6% nel 2017 rispetto al 34,6% nel 2015 e al 34,3% nel 2016). I trasporti rimangono il settore principale di impiego finale del petrolio, con un utilizzo tuttavia diminuito rispetto al 2016 (-0,8%), mentre la trasformazione in energia elettrica registra il minimo storico (1,8 Mtep, -5,3% rispetto al 2016).

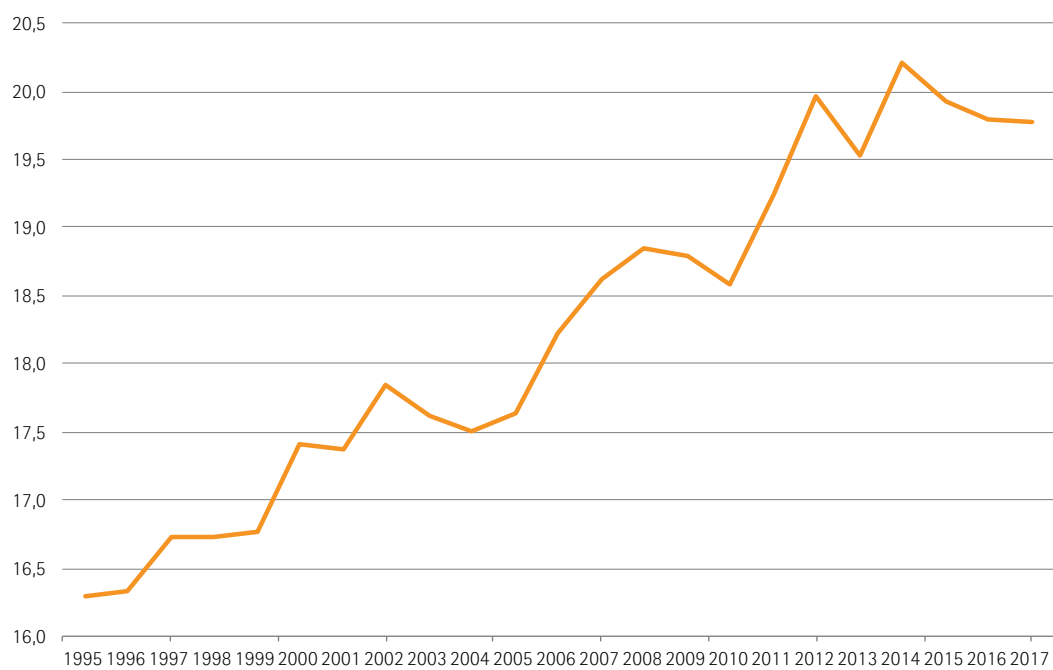
L'energia da fonti rinnovabili è risultata in aumento rispetto al 2016 (+2%), anche se nello specifico la variazione positiva è derivata principalmente da un maggiore apporto di solare ed eolico, con la produzione idroelettrica che ha invece sofferto di una ridotta piovosità, che si è poi tradotta in una minor produzione per 5,2 Mtep (6 TWh) rispetto ai livelli del 2016. Le precipitazioni, soprattutto nevose giunte tra la fine del 2017 e gli inizi del 2018 comporteranno un positivo ribilanciamento dell'apporto idroelettrico, contrastando la forte discesa degli ultimi due anni; il record storico del 2014, quando la produzione idroelettrica si era attestata a 59 TWh, appare però lontano.

FIG. 1.22

Intensità energetica del PIL dal 1995
Numeri indice 1995=100



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

**FIG. 1.23**

Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995
Valori percentuali

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati del Ministero dello sviluppo economico.

2.

Struttura, prezzi
e qualità nel settore
elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2017

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2017 messo a confronto con quello dell'anno precedente.

Come di consueto i dati per il 2017, di fonte Terna, sono provvisori e alla data di chiusura della *Relazione Annuale* non è ancora disponibile il bilancio che considera in modo congiunto disponibilità e impieghi.

Nell'anno 2017 la domanda elettrica è risultata in aumento dopo la flessione dell'anno precedente. Si è infatti registrato, rispetto al 2016, un incremento della domanda di energia elettrica (+2,0%), dovuto in particolare agli effetti climatici e alla ripresa economica. A soddisfare la domanda è stata la produzione nazionale che è aumentata dell'1,8% e ha coperto, come nel 2016, l'89% del fabbisogno nazionale. Rispetto all'anno precedente risultano ancora in diminuzione sia l'energia elettrica importata (-0,7%), sia quella esportata (-16,6%), con un saldo di energia scambiata con l'estero in aumento del 2,0%. Si sono ridotte le importazioni dalla Francia, essenzialmente a causa dell'indisponibilità delle centrali nucleari francesi che si è protratta fino alla prima metà del 2017, così come quelle dalla Slovenia, mentre sono cresciuti i flussi provenienti dalla Svizzera.

La tavola 2.2 mostra il bilancio degli operatori elaborato a partire dai dati forniti dagli operatori stessi nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati. Essa 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 varie fasi della filiera del settore elettrico.

Ai fini della redazione del bilancio degli operatori, i dati inviati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio, sono stati suddivisi in gruppi e classificati sulla base delle vendite al mercato finale (libero, maggior tutela e salvaguardia). 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 sé¹.

Alla data di chiusura del presente Volume della *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano circa il 93% sia del valore provvisorio della produzione nazionale pubblicato da Terna, sia dei consumi.

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, anche se non svolgono l'attività di vendita al mercato finale, sono comunque attivi nell'attività di produzione di energia elettrica. In particolare si evidenzia che la maggior parte degli autoconsumi (incluse le cessioni nell'ambito

	2016	2017 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	289.768	295.118	1,8%
Servizi ausiliari	10.066	10.000	-0,7%
Produzione netta	279.703	285.118	1,9%
Ricevuta da fornitori esteri	43.181	42.895	-0,7%
Ceduta a clienti esteri	6.154	5.134	-16,6%
Destinata ai pompaggi	2.468	2.441	-1,1%
Disponibilità per il consumo	314.261	320.438	2,0%

(A) Dati provvisori.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.1

Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2016 e nel 2017

¹ Con la delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A, l'Autorità ha determinato i criteri per esonerare da questo obbligo e da altri a esso connessi i piccoli produttori elettrici, con una potenza complessiva inferiore o uguale a 100 kW, che non svolgono altre attività nei settori di competenza dell'Autorità (compreso il teleriscaldamento/teleraffrescamento come si evidenzia nella delibera 9 luglio 2015, 339/2015/R/tlr) e già registrati presso il sistema GAUDI di Terna. Questa fattispecie di soggetti non è tenuta all'invio dei dati nell'ambito dell'Indagine annuale, pertanto i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata.

TAV. 2.2

Bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2017

TWh; valori riferiti ai gruppi industriali

	GRUPPO ENEL	GRUPPO EDISON	5-15 TWH	1-5 TWH	0,5-1 TWH	0,1 -0,5 TWH	0-0,1 TWH	SENZA VENDITE	TOTALE
Produzione nazionale lorda	58,5	27,5	56,7	22,1	5,9	3,4	2,6	99,0	275,7
Produzione nazionale netta	53,6	26,9	54,7	21,6	5,9	3,2	2,5	95,6	264,0
Energia destinata ai pompaggi	2,3	-	0,0	0,0	0,0	-	0,0	-	2,4
Importazioni(A)									42,9
Esportazioni(A)									5,1
Perdite di rete (B)									20,4
Autoconsumi (C)	0,0	2,5	1,1	3,8	0,1	0,5	0,6	14,6	23,2
Vendite finali	95,7	11,5	71,7	47,2	12,0	13,5	4,9	-	256,4
Mercato libero	50,5	11,5	64,5	46,5	12,0	13,1	4,2	-	202,1
Domestico	12,4	3,2	4,7	1,5	0,3	1,4	0,7	-	24,3
Non domestico	38,2	8,2	59,8	45,0	11,6	11,7	3,4	-	177,9
- Bassa tensione	15,7	1,5	13,0	14,9	4,2	4,5	2,3	-	56,0
- Media tensione	15,7	5,3	34,5	27,0	6,6	5,5	1,1	-	95,7
- Alta e altissima tensione	6,8	1,4	12,3	3,1	0,9	1,7	0,0	-	26,2
Maggior tutela	43,3	0,0	4,8	0,7	-	0,4	0,8	-	50,0
Domestico	29,3	0,0	3,0	0,5	-	0,3	0,4	-	33,5
Non domestico	13,9	0,0	1,9	0,2	-	0,1	0,4	-	16,5
Salvaguardia	1,9	-	2,4	-	-	-	-	-	4,3
- Bassa tensione	0,6	-	0,9	-	-	-	-	-	1,5
- Media tensione	1,2	-	1,4	-	-	-	-	-	2,6
- Alta e altissima tensione	0,1	-	0,0	-	-	-	-	-	0,2

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

(B) Stima ARERA.

(C) Sono incluse le vendite a clienti finali non allacciati alle reti di distribuzione.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

di sistemi semplici di produzione e consumo e quelle a clienti finali non allacciati alle reti di distribuzione), pari al 62,5%, è attribuita ai gruppi appartenenti a questa categoria, evidentemente popolata da soggetti autoproduttori.

Dal bilancio, Enel ed Eni risultano anche nel 2017 i due principali gruppi del settore. Essi hanno venduto, rispettivamente, 95,7 TWh e 11,5 TWh pari, cioè, al 37,3% e al 4,5% delle vendite finali. Entrambi i gruppi hanno fatto registrare un aumento delle vendite, che nel caso di Enel è stato di 7,4 TWh, mentre per Eni di poco più di 3 TWh. Le vendite finali di Edison, che nel 2017 è il terzo gruppo industriale, sono scese a 10,6 TWh (nel 2016 erano state pari a 11,8 TWh) e, per questo, ricadono nella classe degli operatori che nell'anno di riferimento hanno venduto tra 5 e 15 TWh; in questa classe sono compresi anche Hera, Metaenergia, A2A, Axpo Group, Iren, E.On, Acea, Duferco e Green Network. Rispetto al 2016, dunque, sono entrati in questa classe di operatori gli ultimi due gruppi citati, mentre ne sono usciti Gala e Sorgania; ulteriori dettagli in merito al

posizionamento dei gruppi rispetto al passato sono forniti nei paragrafi sulle vendite finali di questo stesso Capitolo.

Nella classe dei gruppi societari con vendite tra 1 e 5 TWh si contano 18 diversi gruppi societari, rispetto ai 20 dello scorso anno, che vanno dal più grande, CVA, con vendite finali pari a 4,6 TWh al più piccolo, EG Holding, che ha effettuato vendite finali per 1,1 TWh. Tra i soggetti con vendite tra 0,5 e 1 TWh sono presenti 16 gruppi le cui vendite medie sono pari a 747 GWh, rispetto ai 771 GWh del 2016. Nella classe dei gruppi che vendono tra 100 e 500 GWh sono presenti 54 gruppi con vendite medie pari a circa 125 GWh, in netta diminuzione, dunque, rispetto all'anno precedente, quando le vendite medie per questa fattispecie di operatori si attestavano sui 259 GWh.

Infine, nella classe dei venditori più piccoli, che non superano i 100 GWh di vendite al mercato finale, sono presenti 346 gruppi (rispetto ai 350 dell'anno precedente), ciascuno dei quali in media vende 14,3 GWh (contro i 13,7 GWh del 2016), anche se si passa da poco

meno di 100 GWh del gruppo più grande alle poche centinaia di kWh dei gruppi più piccoli. Tra i gruppi di più piccola dimensione, infatti, sono 220 (nel 2016 erano 224) quelli che hanno vendite inferiori a 10 GWh.

Se si esclude la classe dei venditori più piccoli, dunque, in tutte le altre classi è diminuita la quantità media di energia elettrica venduta ai clienti finali, evidenziando come quello della vendita sia un mercato frammentato e con un numero di operatori ancora in crescita, come sarà meglio evidenziato nel paragrafo dedicato alla vendita di energia elettrica nel mercato libero.

Relativamente alla produzione, il 34% della generazione netta è riconducibile a fonti rinnovabili. In particolare sono i gruppi con vendite finali inferiori a 100 GWh ad avere la quota maggiore di energia prodotta con fonti rinnovabili (58,4%); seguono i gruppi con vendite finali comprese tra 0,5 e 1 TWh in cui la stessa quota si assesta al 57,5% e gli operatori senza vendite finali che producono metà dell'energia elettrica con fonti rinnovabili. La stessa quota nel gruppo Enel è pari al 39,9%, mentre il gruppo Eni, praticamente, non produce nulla attraverso fonti rinnovabili; per gli altri gruppi, invece, la quota di energia elettrica generata da rinnovabili è pari al 21,1% per quelli ricadenti nella classe 5-15 TWh, a 19,7% nei gruppi appartenenti alla classe tra 100 e 500 GWh e a 18,1% nei gruppi che appartengono alla classe tra 1 e 5 TWh.

Una breve analisi sul mercato finale consente di evidenziare, come già in passato, che il 22,5% delle vendite è relativo ai clienti domestici; tale quota, tuttavia, sale al 43,6% nel caso del gruppo Enel che, come noto, ha tra le proprie imprese anche Servizio Elettrico Nazionale che è la società con la quota maggiore di clienti che sono serviti in maggior tutela. Tale quota, comunque, è ancora

in discesa rispetto all'anno precedente (47,2%) e al 2015, quando essa si attestava al 50,9%.

Per Eni, gruppo in cui il servizio di maggior tutela è stato limitato a pochi anni e a un numero decisamente molto contenuto di clienti, la quota di vendite ai clienti domestici è stata pari al 28,2%. Negli altri gruppi la quota più rilevante si osserva tra i gruppi con vendite fino a 100 GWh (22,8%) dove ricadono sia molti esercenti il servizio di vendita di maggior tutela, sia numerosi nuovi venditori del mercato libero. Come già registrato negli anni passati, infatti, è in questa classe che si registra la maggiore quota di vendite a clienti non domestici in bassa tensione (69,3%) cui segue quella relativa al gruppo Enel (55,8%, rispetto al 63,2% dell'anno precedente).

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione rimangono rilevanti per Eni (16,7%), per i gruppi con vendite tra 5 e 15 TWh (19,3%) e per quelli con vendite tra 100 e 500 GWh (14,3%); per gli altri gruppi, invece, le vendite ai clienti in alta e altissima tensione sono ben al di sotto del 10%, fino ad arrivare all'1% delle vendite destinate a questa tipologia di clienti dai venditori più piccoli con vendite sotto i 100 GWh.

Le vendite al mercato dei consumatori finali forniti in media tensione rappresenta, invece, oltre la metà delle vendite per tutte le classi di operatori, fatta eccezione per Enel e per i gruppi più piccoli; nel maggiore gruppo, infatti, le vendite ai clienti in media tensione rappresentano il 31,3% del totale (ulteriormente in crescita rispetto al 2016 quando era pari al 27,1% e al 2015 quando la quota si attestava sul 21,2%), nei gruppi ricadenti nella classe con vendite comprese tra 100 e 500 GWh è pari al 46,7% (l'anno scorso era pari al 47,5%) e in quelli di più piccole dimensioni è pari al 29,7%, valore dunque in leggera crescita rispetto al 2016 (29%).

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Continua anche per l'anno 2017 l'aumento della produzione nazionale lorda (Tav. 2.3), passata dai 289,8 TWh del 2016 ai 295,1 TWh (+1,8%). L'incremento è praticamente imputabile per intero alla produzione termoelettrica, che rispetto all'anno precedente ha fatto registrare un aumento del 5%. Come già nel 2016, è la produzione di fonte gas naturale a essere aumentata in maniera significativa (+10,5%), mentre per tutte le altre fonti si registra una diminuzione rilevante, specialmente nel caso dei solidi (-9%) e degli altri combustibili (-7,4%). Risulta più contenuta la contrazione relativa ai prodotti petroliferi (-1,7%), sia rispetto all'utilizzo delle altre fonti, sia relativamente all'anno precedente, quando si era registrata una diminuzione del 26,6% sul 2015.

Relativamente alla produzione da fonte rinnovabile, rispetto al 2016 la contrazione è del 3,3%, con un calo significativo nella produzione idroelettrica (-14,8%) dovuto alla scarsa idraulicità. Secondo studi del Consiglio Nazionale delle Ricerche, il 2017 è stato l'anno in cui le precipitazioni hanno toccato il minimo storico degli ultimi due secoli. Il calo di produzione idroelettrica è stato compensato dall'aumento del 14% di produzione fotovoltaica. Risulta, invece, sostanzialmente stabile la produzione eolica e leggermente in diminuzione sia quella geotermica, sia quella da biomasse e rifiuti.

A fronte di queste dinamiche, nel 2017 la fonte gas ha assicurato quasi la metà (47%) della produzione lorda, una quota che non si registrava dal 2009, dopo anni in calo e una prima ripresa di tale quota nel 2016.

TAV. 2.3

Produzione lorda per fonte
2013-2017
GWh

FONTE	2013	2014	2015	2016	2017 ^(A)
Produzione termoelettrica	175.897	157.439	172.658	179.915	188.835
Solidi	45.104	43.455	43.201	35.608	32.401
Gas naturale	109.876	93.637	110.860	126.148	139.387
Prodotti petroliferi	5.418	4.764	5.620	4.127	4.057
Altri	16.499	15.583	12.976	14.032	12.990
Idroelettrico da pompaggi	1.898	1.711	1.432	1.825	1.785
Produzione da fonti rinnovabili	112.008	120.679	108.904	108.028	104.498
Idroelettrico	52.773	58.545	45.537	42.438	36.150
Eolico	14.897	15.178	14.844	17.689	17.658
Fotovoltaico	21.589	22.306	22.942	22.104	25.2017
Geotermico	5.650	5.916	6.185	6.289	6.201
Biomassa e rifiuti	17.090	18.732	19.396	19.509	19.282
PRODUZIONE TOTALE	289.803	279.829	282.994	289.768	295.118

(A) Dati provvisori.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

Per quello che attiene ai dati riportati nei grafici e nelle tabelle a seguire in questo paragrafo si precisa che gli stessi sono frutto di quanto rilevato nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, i cui dati sono da intendersi come provvisori; inoltre, alcune differenze da un anno all'altro possono essere in parte ascrivibili anche al diverso numero dei rispondenti all'Indagine annuale in termini di numerosità e di ragione sociale. Il settore si presenta infatti particolarmente dinamico, con numerose cessioni e acquisizioni di impianti tra gli operatori. Anche i maggiori gruppi societari sono stati particolarmente attivi nel corso del 2017.

Il gruppo A2A ha acquisito le imprese Helios 1, Inthe 1, Inthe 2, TFV 1 e TV2, tutte specializzate nella produzione di energia fotovoltaica, mentre nel gruppo Enel è entrata Amec Foster Wheeler Power, che ha solo impianti da fonte eolica, assumendo la denominazione di Enel Green Power Sannio.

Il gruppo Edison ha acquisito un impianto idroelettrico da Idrora, nonché le imprese Frendy Energy e Alfa Idro, anch'esse specializzate nella generazione idroelettrica, mentre il Parco Eolico Castelnuovo non fa più parte del gruppo.

Nel 2017 ha visto un riassetto anche il gruppo Engie, con l'impresa Fotovoltaico Sant'Anna che ha incorporato Sundream PL, mentre Engie Produzione ha incorporato Roselectra e Rosen-Rosignano Energia (che qualche mese prima, sempre nel 2017, aveva ceduto l'impianto di produzione termoelettrica a Six Roses a seguito di una scissione parziale asimmetrica). Le tre imprese incorporate facevano già tutte parte del gruppo Engie, così come FRAVT (Fonti Rinnovabili Alta Valle Trompia) che, invece, è uscita dal gruppo.

Nell'ambito del gruppo Erg, si segnala l'incorporazione di Erg Renew in Erg Power Generation, mentre per Axpo Group l'acquisizione degli impianti da Trentino Innovazioni e da Moncada Energy Group, già appartenente a tale gruppo.

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2017: da essa si evince che nel complesso la potenza disponibile netta è rimasta praticamente invariata rispetto all'anno precedente.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termica e rinnovabile, il numero dei produttori e la potenza disponibile con indicazione di quella inferiore a 1 MW. Si segnala che, come di consueto, nel numero dei produttori non sono inclusi gli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità di Regolazione per

	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMoeLETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,7	23,9	58,0	104,6
Potenza netta	22,5	23,4	55,8	101,7
- di cui:				
fino al 1975	11,5	0,0	5,6	17,1
dal 1975 al 1990	3,4	0,1	2,5	6,0
dal 1991 al 2000	2,2	0,7	8,6	11,5
dal 2001 al 2010	3,0	7,9	34,2	45,1
dopo il 2010	2,4	14,7	4,8	21,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FORTE	NUMERO PRODUTTORI	POTENZA LORDA (MW)	GENERAZIONE LORDA (TWh)
Termoelettrica	400	16.781	64,0
di cui < 1 MW	93	43	4,6
Rinnovabile	12.683	33.376	79,4
di cui < 1 MW	10.013	4.446	10,2
Mista	275	54.412	132,2
di cui < 1 MW	61	27	0,1
TOTALE	13.358	104.570	275,7

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.4

Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti GW

TAV. 2.5

Produttori, impianti e generazione nel 2017 per fonte

Numero di produttori, potenza in MW e generazione in TWh

Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità o ARERA), ai sensi della delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A², e che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*. Come già evidenziato in passato, la tavola mostra come gli operatori (275 soggetti, erano 243 nel 2016) ai quali corrisponde la quota maggiore di capacità (54.412 MW), pari al 52% del totale, dispongono di potenza sia termoelettrica sia rinnovabile.

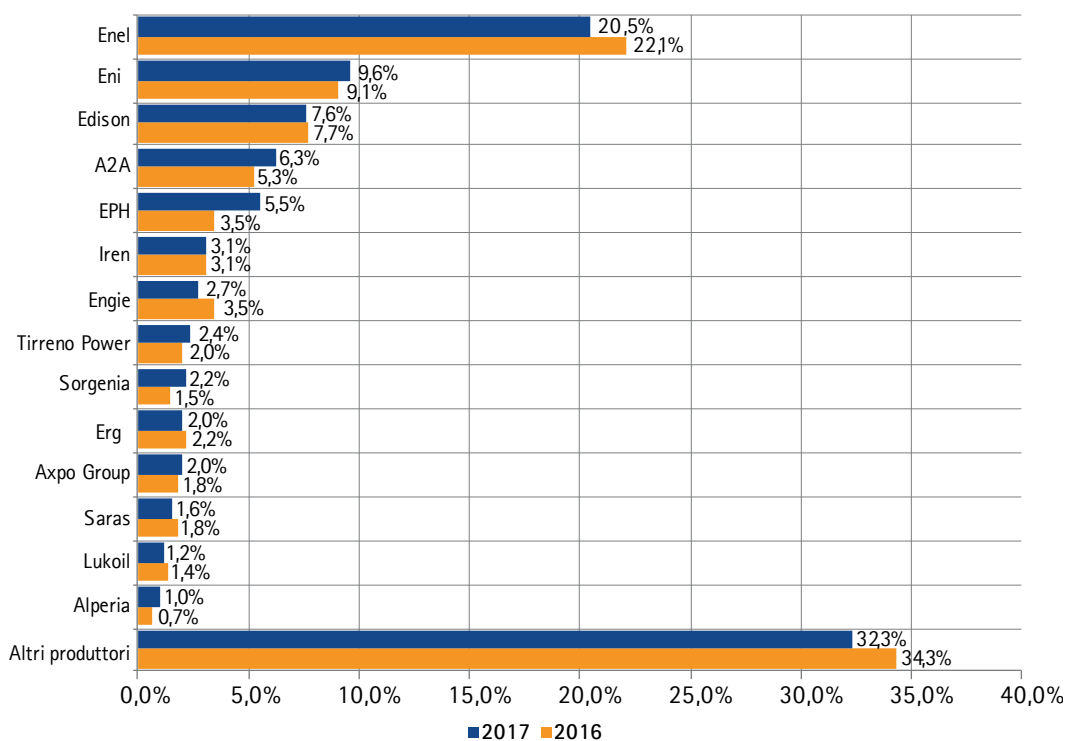
Quasi la metà di tale potenza (48,6%) è detenuta da 82 operatori, per i quali la fonte rinnovabile incide per una quota compresa tra il 30% e il 60% della potenza lorda; il valore, dunque, conferma quanto rilevato per il 2016, quando la quota era pari al 48,8%. Nonostante ciò è comunque diminuita, dai quasi 55.000 MW del 2016 ai 54.400 del 2017, la potenza complessiva detenuta da tali operatori, per i quali si rileva invece in aumento di quasi 3 TWh la produzione lorda. Nel caso delle rinnovabili, rispetto all'anno precedente, è diminuito il numero di soggetti, così come la relativa generazione, ma è rimasta invariata la potenza. Tale dinamica potrebbe essere in parte imputabile anche alla diversa composizione dei soggetti partecipanti alla rilevazione.

La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari alla generazione lorda negli ultimi due anni. A parte Enel ed Engie, che hanno avuto una leggera flessione della propria quota di mercato (rispettivamente -1,6% e -0,8%), tutti gli altri gruppi hanno registrato quote praticamente stabili o in aumento rispetto all'anno precedente. Tale situazione riguarda i gruppi per cui è preponderante la quota di generazione termoelettrica, (per esempio il gruppo EPH, passato da 3,5% a 5,5% della generazione lorda, il gruppo Eni passato da 9,1% a 9,6%, Tirreno Power passata da 2,0% a 2,4% e Sorgenia da 1,5% a 2,2%) o che sono stati protagonisti di varie acquisizioni sul mercato (si pensi per esempio al gruppo A2A che, nei due anni presi a riferimento, è passato dal 5,3% al 6,3% della generazione lorda complessiva).

La quota degli altri produttori di minore dimensione (con quota di produzione inferiore all'1% nel 2017) è ulteriormente diminuita rispetto al passato, passando dal 34,3% del 2016 al 32,3% del 2017. L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 686, risulta in diminuzione rispetto al 2016, quando era pari a 718.

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda
Confronto 2016-2017



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

² 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, gas, idrico e teleriscaldamento e/o teleraffrescamento.

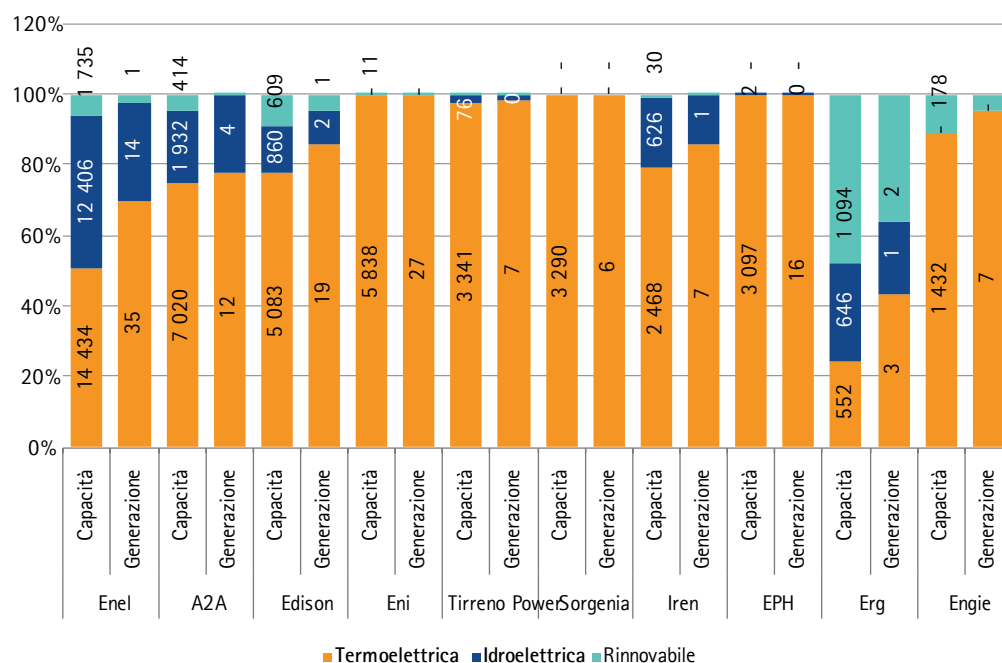


FIG. 2.2

Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2017

Capacità in MW; generazione in TWh

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda la composizione societaria degli operatori di produzione che hanno partecipato alla rilevazione relativa al 2017 e che hanno aggiornato i soci nell'apposita sezione dell'Anagrafica operatori, le quote del capitale sociale³ sono detenute in prevalenza da persone fisiche (69,3%), quindi da società diverse (22,3%) ed enti pubblici (4,8%). Si conferma, pertanto, quanto già evidenziato negli anni passati relativamente all'ulteriore crescita delle imprese in carico a persone fisiche (nel 2015, 51,6%; nel 2016, 56,5%), mentre è scesa quella delle altre due tipologie di soci (dal 34,1% del 2015 al 30,6% del 2016 per le società diverse e dal 5,3% del 2015 al 5,0% del 2016 per gli enti pubblici). Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, visto che appena il 2,3% è di origine straniera, mentre la stessa quota nel 2016 era del 6,6%.

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. Per il 2017 si nota in generale un maggior ricorso alla produzione termoelettrica da

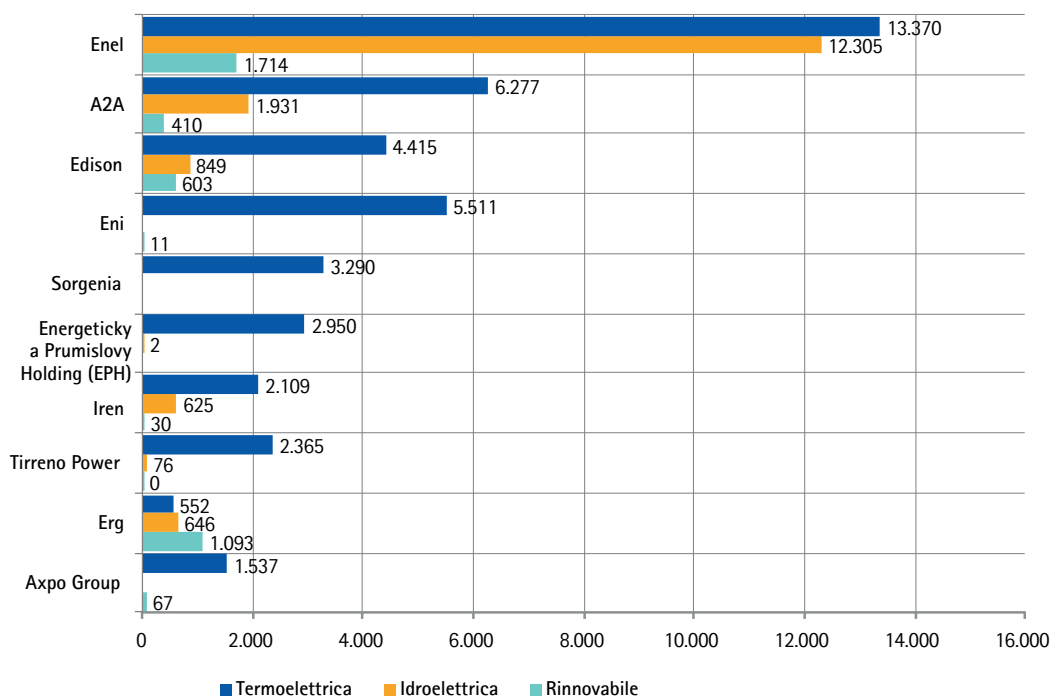
parte di tutti i principali produttori a causa, come più sopra ricordato, della scarsa produzione idroelettrica e per far fronte al minor apporto delle importazioni. Anche nell'anno 2017 si è avuto un picco massimo nel periodo estivo, con un fabbisogno di potenza alla punta pari a 56,6 GW (56,1 nel 2016), mentre il picco invernale è stato pari a 54 GW. È proprio la punta invernale ad aver fatto registrare il maggiore incremento rispetto all'anno precedente, quando era stata di 53,2 GW, con una variazione dell'1,5%.

Il grafico 2.3 mostra i gruppi che nel corso del 2017 hanno avuto una capacità funzionante per più del 50% delle ore superiore ai 1.500 MW. Tale potenza, per il totale degli operatori rispondenti rappresenta il 93% di quella totale. Nel caso dei maggiori gruppi essa rappresenta il 71,4% per Tirreno Power, più dell'80% per Iren ed Edison e oltre il 90% per Enel, A2A ed Eni. Per gli altri la potenza disponibile per più del 50% delle ore, corrisponde con quella totale, fatta eccezione per Erg, per cui il valore riferito alla potenza disponibile per più del 50% delle ore è di pochissimo inferiore al totale.

³ Qui, come del resto in tutto il volume, le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione e fanno riferimento alla partecipazione diretta dei singoli soci nel capitale sociale dei produttori, senza, dunque, tener conto di alcuna partecipazione indiretta.

FIG. 2.3

2.3 Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2017
MW



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.

Enel, primo operatore nella generazione termoelettrica, utilizza gran parte del carbone impiegato nel settore, con una quota che però è ancora in discesa rispetto all'anno precedente (dall'84,9 del 2016 all'80,4 del 2017); anche relativamente all'utilizzo di prodotti petroliferi e gas naturale la quota di Enel è scesa, passando nei due anni considerati dal 9,9% al 6,8% nel primo caso e dal 7,8% al 6,2% per secondo. È rimasta praticamente stabile, invece, nell'utilizzo delle altre fonti.

Sebbene in calo rispetto al 2016, il gruppo Eni si conferma, invece, il principale utilizzatore di gas, con una quota del 18,1% (nel 2016 la quota era del 19,3%), seguito da Edison che ha una quota di produzione da gas naturale sul totale nazionale pari al 13,6%, contro il 15,4% dell'anno scorso.

Gli altri operatori ricoprono il 21,9% di produzione da gas naturale, contro il 19,6% dell'anno passato. Rispetto al 2016 è aumentata la quota di generazione da prodotti petroliferi di A2A che ricopre il 73,2% della produzione totale derivata da questo tipo di combustibile, contro il 70,6% dell'anno passato; relativamente a questa fonte è aumentata anche la quota di Saras passata dal 4,9% al 7,9%. Si evidenzia, infine, la quota di

produzione da altre fonti di Saras, Eni e Lukoil, pari rispettivamente al 41,2%, 26,8% e 16,5%.

Enel si conferma anche il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili, con quote superiori a quelle degli altri grandi operatori a prescindere dalla fonte considerata, a eccezione dell'eolico, dove la quota maggiore resta quella di Erg, che si attesta al 12,4% e del solare dove ha una quota analoga a quella dei principali gruppi.

Ai produttori di più piccola dimensione si devono la quasi totalità (98,6%) della generazione da fonte fotovoltaica e l'apporto preponderante nella produzione da bioenergie (74,0%), oltre che nell'eolico dove rappresentano quasi il 70% della produzione.

La tavola 2.8 consente di apprezzare le quote dei cinque maggiori gruppi per singola fonte, mettendo in evidenza come sono comunque tendenzialmente sempre i gruppi maggiori dell'intero rinnovabile ad avere anche le quote maggiori su ciascuna fonte, a eccezione del solare che, al netto della joint venture tra Enel Green Power e F2i, presenta operatori specializzati in tale settore.

Passando alla presenza territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.9), la regione con il maggior numero di operatori si conferma la Lombardia (2.640 soggetti contro i 2.613 nel 2016), seguita da Piemonte (1.683, mentre erano 1.689 nel 2016) ed Emilia Romagna

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	80,4	6,8	6,2	0,4
Eni	0,0	1,2	18,1	26,8
Edison	0,0	0,0	13,6	0,0
Energetický a Průmyslový Holding (EPH)	12,4	0,3	8,6	0,0
A2A	7,2	73,2	6,2	0,0
Iren	0,0	0,0	5,4	1,7
Engie	0,0	0,0	5,2	0,3
Tirreno Power	0,0	0,0	4,9	0,0
Sorgenia	0,0	0,0	4,5	0,0
Axpo Group	0,0	0,0	4,1	0,0
Saras	0,0	7,9	0,0	41,2
Lukoil	0,0	0,8	1,2	16,5
Altri operatori	0,0	9,8	21,9	13,1
	100,0	100,0	100,0	100,0

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

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

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE
Enel	38,3	100,0	6,9	0,1	2,4
A2A	9,4	0,0	0,0	0,2	10,9
Erg	3,1	0,0	12,4	0,0	0,0
Edison	5,4	0,0	6,2	0,1	0,1
Alperia	7,6	0,0	0,0	0,2	0,0
CVA	6,7	0,0	1,4	0,1	0,0
Hydro Dolomiti Energia	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Iren	3,2	0,0	0,0	0,1	0,0
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	0,2	5,2
Falck Renewables	0,0	0,0	3,4	0,2	1,4
Acea	1,0	0,0	0,0	0,1	2,2
Api	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6
Altri operatori	19,8	0,0	69,7	98,6	74,0
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2017

Dati in percentuale

TAV. 2.7

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2017

Dati in percentuale

TAV. 2.8

Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2017

FORNITORE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
Idroelettrico	38,3% Enel	9,4% A2A	7,6% Alperia	6,7% CVA	5,4% Hydro Dolomiti Energia
Geotermoelettrico	100,0% Enel	-	-	-	-
Eolico	12,4 % Erg	9,4% Enel	6,2% Edison	3,8% Daunia Wind	3,7% E On
Solare	2,5% EF Solare Italia	2,5% RTR Capital	1,4% Energetica Wing II	0,8% Silver Ridge Power Italia%	0,7% Perseo
Bioenergie	10,9% A2A%	5,2% Ital Green Energy Holding%	3,6% Api	3,2% Fri-El Liquid Biomass	2,4% Hera

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.9

Presenza territoriale degli operatori nel 2017

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	1.683	227	49,1	59,6
Valle d'Aosta	43	2	89,0	89,3
Liguria	103	17	93,3	93,5
Lombardia	2.640	589	37,9	44,1
Trentino Alto Adige	776	107	54,8	62,3
Veneto	1.585	323	59,6	63,8
Friuli Venezia Giulia	428	69	73,6	62,9
Emilia Romagna	1.826	365	56,9	53,6
Toscana	568	92	67,1	54,1
Lazio	492	75	80,9	76,0
Marche	837	90	53,2	41,5
Umbria	238	20	66,3	78,3
Abruzzo	437	50	53,2	56,6
Molise	108	7	61,9	71,0
Campania	372	78	48,0	50,4
Puglia	1.147	49	54,2	42,0
Basilicata	311	14	17,6	17,4
Calabria	149	5	75,2	57,3
Sicilia	523	49	52,1	54,4
Sardegna	231	18	79,3	59,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

(1.826, erano 1.853 nel 2016). Sono queste le regioni dove si registra anche il numero più elevato di autoproduttori.

Come negli ultimi anni le regioni in cui è più basso il livello di concentrazione nella generazione elettrica sono la Lombardia e la Basilicata, con il C3 che è rispettivamente pari a 37,9% e 17,6%. L'unica altra

regione in cui il C3 è inferiore al 50% è la Campania, dove il valore è pari al 48%, mentre i livelli più alti sono ancora in Liguria, Valle d'Aosta e Lazio, con C3 sopra l'80%. In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Marche, Puglia e Lombardia, quelli più alti in Liguria, Valle d'Aosta, Umbria e Lazio⁴.

⁴ Le differenze rispetto a quanto rappresentato per la presenza territoriale degli operatori nella *Relazione Annuale 2017* 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*)⁵ CIP 6 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- strumenti incentivanti di tipo *feed in premium* sostitutivi (a decorrere dall'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 2012⁶;
- 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 dall'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*⁷ 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 incentivanti 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 d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la predetta suddivisione. La figura 2.4 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili. Essi sono calcolati come indicato nei paragrafi

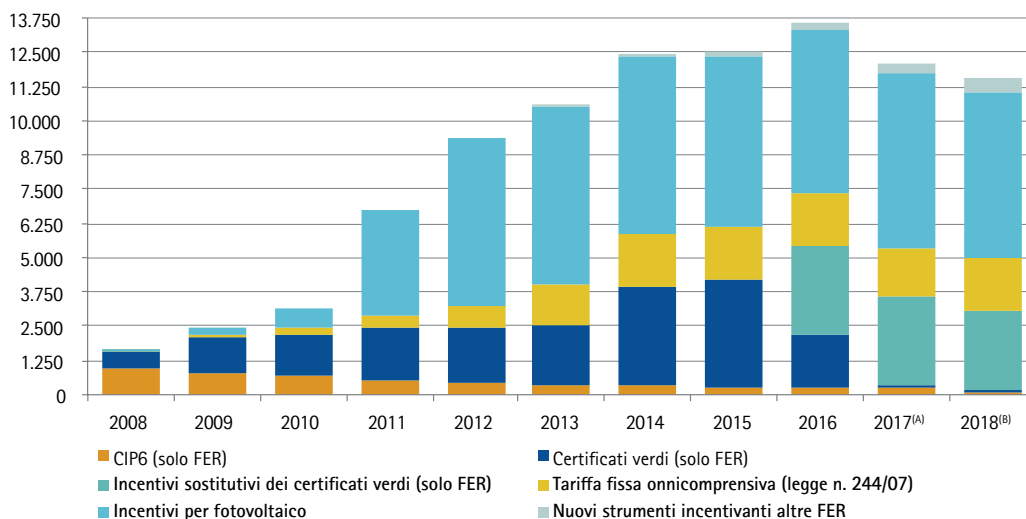


FIG. 2.4

Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili
Milioni di euro

(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: AREA. Elaborazione ARERA su dati del GSE.

⁵ *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.

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

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

precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta a circa di 65 TWh (Fig. 2.5 e 2.6), di poco inferiore ai 65,6 TWh del 2016, a un costo sceso per il 2017 di 1,5 miliardi di euro (da 13,6 a 12,1 miliardi di euro).

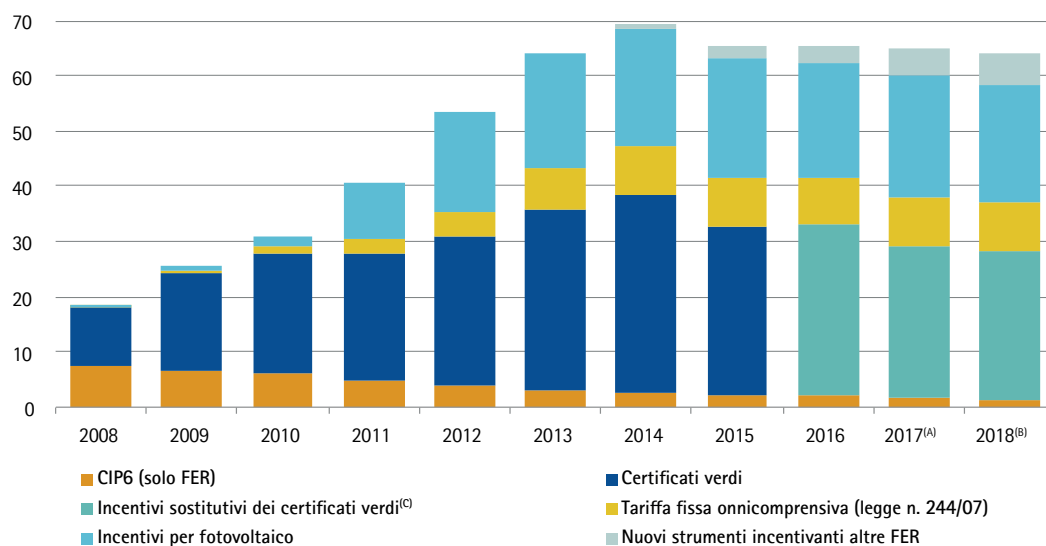
Con il venir meno del meccanismo dei certificati verdi, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano

copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A₅₀₅. Complessivamente per l'anno 2017, si stima che, a consuntivo, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 12,1 miliardi di euro.

La componente tariffaria A₅₀₅, 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 Cip 6/92 e per gli impianti di cogenerazione abbinati al

FIG. 2.5

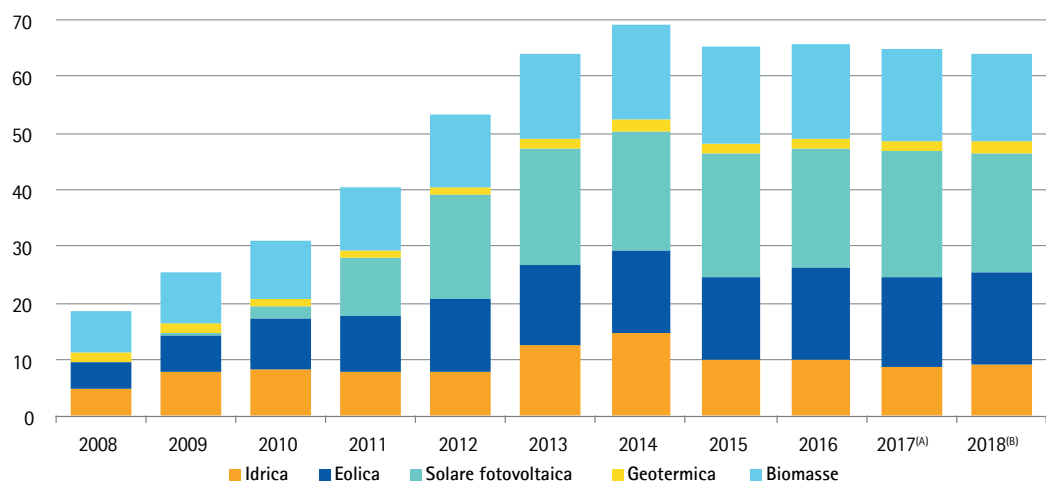
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante
TWh



(A) Dati preconsuntivi.
 (B) Dati stimati.
 (C) 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 ARERA su dati del GSE.

FIG. 2.6

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte
TWh



(A) Dati preconsuntivi.
 (B) Dati stimati.
 Fonte: ARERA. Elaborazione ARERA su dati del GSE.

teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi).

Importazioni nette

Come si è visto nelle pagine precedenti, i dati di esercizio provvisori di Terna mostrano che nel 2017 il fabbisogno di energia elettrica ha registrato un aumento del 2% rispetto al 2016, portandosi a 320 TWh dai 314 TWh che aveva raggiunto nel 2016. La quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è rimasta invariata all'11,8% come nel 2016, perché anch'esso è cresciuto del 2% rispetto all'anno precedente, essendo salito a 37,8 TWh contro i 37 TWh del 2016.

L'aumento del saldo estero è dovuto a una leggera contrazione (-0,7%) delle importazioni, che nel 2017 si sono fermate a 42,9 TWh, cui si è accompagnata una riduzione delle esportazioni (16,6%) di circa un terawattora rispetto al 2016. Le esportazioni, infatti sono scese a 5,1 TWh dai 6,1 TWh registrati nell'anno precedente.

In generale, le importazioni nette sono rimaste per il secondo anno consecutivo ben al di sotto della media decennale. Le esportazioni italiane sono diminuite in quanto si sono quasi dimezzati i flussi verso Malta (-623 TWh) e si sono fortemente ridotti quelli verso la Grecia (-392 TWh). Entrambi rimangono comunque gli unici paesi verso i quali il saldo è positivo. Complessivamente, le esportazioni nette verso Grecia e Malta hanno ridotto dell'5,8% il saldo estero (Fig. 2.7)

Le importazioni italiane, invece, come si è visto sono rimaste più o meno allo stesso livello del 2016, ma rispetto a quell'anno abbiamo importato meno elettricità (-2%) dalla Francia, essenzialmente a causa della chiusura delle centrali nucleari francesi che si è protratta fino alla prima metà del 2017, e dalla Slovenia (-8%), mentre sono cresciuti del 3% i flussi provenienti dalla Svizzera.

Nel 2017 è rimasta quindi la Svizzera il paese da cui proviene la maggior parte (54%) del nostro saldo estero. Un altro 34% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia e il 15% dalla Slovenia. Dall'Austria ne arriva solo il 3%. Verso questi tre paesi (Slovenia, Francia e Austria) è da tempo operativo il *market coupling*.

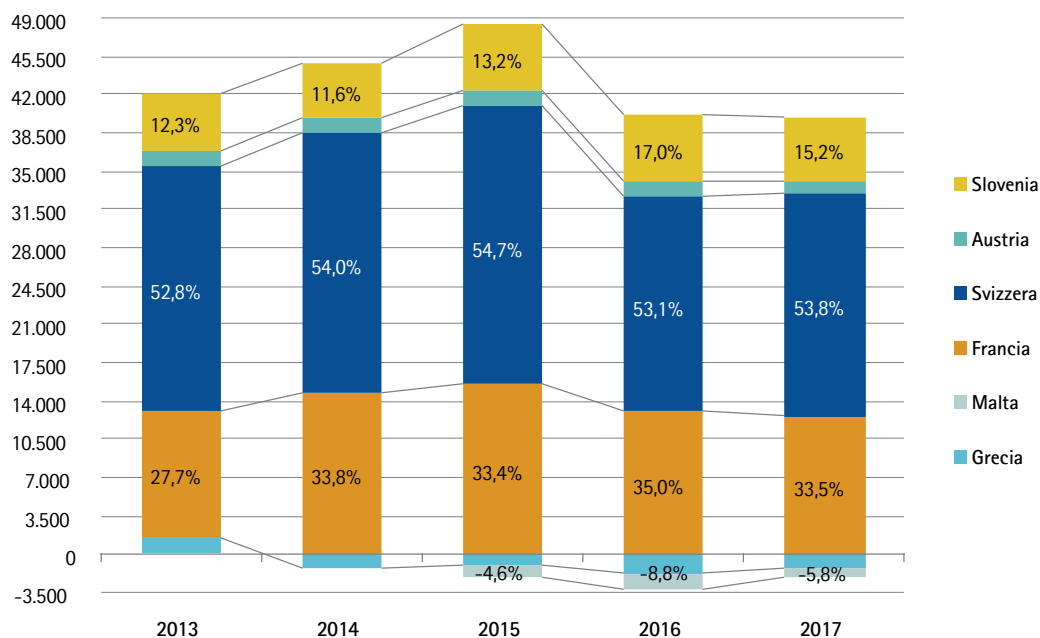


FIG. 2.7

Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013
GWh

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati provvisori per il 2017 di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

La trasmissione elettrica in Italia avviene per mezzo di circa 73.000 km di linee e di circa 880 stazioni di smistamento.

Nel 2017 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono nove. Oltre a Terna - Rete Elettrica Nazionale e Rete, la società del gruppo Terna nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello Stato Italiane, sono 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 Valcanale⁸, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (Austrian Power Grid).

Il numero di imprese titolari di impianti della RTN si è ridotto di due unità rispetto alle 11 presenti negli anni precedenti per le acquisizioni operate da Terna - Rete Elettrica Nazionale degli *asset* delle società Terna Rete Italia e Mincio Trasmissione.

Infatti, dal 30 marzo 2017 Terna ha incorporato Terna Rete Italia, la società che aveva ereditato le linee in alta tensione di Enel, mentre dal 28 luglio 2017 ha ottenuto la proprietà della stazione elettrica sita nel Comune di Ponti sul Mincio, da parte della comunione proprietaria del cespite, costituita da A2A Gencogas (45%), AGSM Verona (45%), AIM Vicenza (5%) e Dolomiti Energia Holding (5%). La stazione era gestita dalla società Mincio Trasmissione, del gruppo A2A, che a seguito di tale operazione ha cessato l'attività di esercizio dell'impianto di trasmissione in questione.

Il gruppo Terna possiede 72.881 km di cavi, cioè il 99,7% degli elettrodotti nazionali, come pure il 99,3% delle 871 stazioni elettriche che fanno parte della RTN.

Nel corso del 2017 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 prestiti⁹, 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.

TAV. 2.10

Asset della Rete di trasmissione nazionale

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

	2013	2014	2015	2016	2017
Numero operatori di rete	12	11	11	11	9
LINEE					
Linee 380 kV (km)	10.625	10.899	10.918	11.114	11.202
Linee 220 kV (km)	11.135	10.920	10.930	10.907	10.876
Linee ≤ 150 kV (km)	40.843	41.082	48.893	48.965	48.934
Linee 500 kV a corrente continua (km)	949	949	949	949	961
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					
Numero stazioni 380 kV	155	159	161	163	166
Numero stazioni 220 kV	154	154	154	154	153
Numero stazioni ≤ 150 kV	182	185	542	545	558

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati di Terna.

⁸ 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.

⁹ 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.

Relativamente alla composizione degli impianti, nel corso del 2017 si sono registrati lievissimi aumenti delle linee: quelle a 380 kV sono cresciute di 4,4 km, quelle a 220 kV sono aumentate dello 0,65% e quelle con tensione inferiore a 150 kV dello 0,27%. Una sostanziale invarianza si è registrata anche nelle stazioni.

Tra i principali interventi di sviluppo ultimati su elettrodotti e stazioni ed entrati in esercizio nel corso del 2017 e riportati nel *Piano di sviluppo 2018* pubblicato da Terna, si registrano:

- l'interconnessione delle isole campane, con l'entrata in esercizio del nuovo collegamento sottomarino tra l'isola di Capri e il Continente (giugno 2017);
- il nuovo elettrodotto 400 kV tra Udine Ovest e Redipuglia (ottobre 2017);
- il riassetto della rete della città di Napoli (elettrodotto tra Poggioreale e Secondigliano, nel gennaio 2017);
- il riassetto della rete in alta tensione nell'area di Cagliari (elettrodotto tra Gilla e Porto Canale nel luglio 2017);
- i raccordi in cavo interrato tra le stazioni di Priolo, Gargallo e Melilli in Sicilia (aprile 2017).

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. Nel 2017 sono state in funzione 22 linee di interconnessione, suddivise tra i vari livelli di tensione, e tre *merchant line*: due di collegamento con la Svizzera (l'elettrodotto 400 kV Mendrisio-Cagno e

l'elettrodotto 150 kV Tirano-Campocologno) e una di collegamento con l'Austria (elettrodotto 132 kV Tarvisio-Greuth).

Nel 2018 i valori della capacità di scambio (*net transfer capacity - NTC*) nei giorni feriali e nelle ore di picco (ovvero nelle ore che vanno dalle 7:00 del mattino alle 23:00) non sono cambiati rispetto al 2017 (Tav. 2.11). La capacità di picco per l'importazione che nella stagione invernale è pari a 8.935 MW si riduce in quella estiva a 7.405 MW, mentre quella disponibile per l'esportazione è pari a 4.065 MW in inverno e scende a 3.510 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 tenendo conto degli eventuali progetti realizzati da soggetti privati. Come si può leggere nel *Piano di sviluppo 2018*, tra le opere d'interconnessione con l'estero che Terna ha progettato in passato e che attualmente sono in fase di realizzazione figurano:

- il collegamento tra il Piemonte e la Francia "Piossasco-Grand'Île", autorizzato nel 2011 (e nel 2016 per alcune varianti), che consiste nella realizzazione di un cavo terrestre in altissima tensione e in corrente continua, di potenza nominale 2x600 MW la cui entrata in esercizio è prevista per il 2019;
- il collegamento tra l'Italia e il Montenegro "Villanova-Tivat", autorizzato nel 2011, che prevede la costruzione di un'interconnessione in altissima tensione e in corrente continua tra la fascia adriatica della penisola italiana e la cittadina costiera

CONFINE	INVERNO			ESTATE		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
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
Grecia	500	500	500	500	500	500
TOTALE IMPORTAZIONE	8.935	8.935	8.935	7.405	7.405	7.405
Francia	995	2.995	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
Grecia	500	500	500	500	500	500
TOTALE ESPORTAZIONE	4.065	4.065	4.065	3.510	3.510	3.510

Fonte: Terna.

TAV. 2.11

Capacità di interconnessione con l'estero

MW; capacità nei giorni feriali (dal lunedì al sabato) e nelle ore di picco (dalle 7:00 alle 23:00)

del Montenegro, anch'essa con una capacità di trasporto pari a 2x600 MW, previsto entrare in funzione nel 2019;

- il collegamento tra la provincia autonoma di Bolzano e l'Austria "Prati di Vizze-Brennero-Steinach", che consiste nella realizzazione di elettrodotto 132/110 kV, autorizzato dalla provincia nel 2003, che collegherà il Tirolo attraverso il valico del Brennero. Per consentire la connessione tra la rete italiana e quella austriaca, esercite a tensioni differenti, è prevista inoltre la realizzazione di una nuova stazione in cui sarà installata una macchina trasformatore 110/132 kV. Il completamento di queste opere è previsto per il 2023.

I primi due progetti beneficiano anche di finanziamenti di soggetti privati, essendo stati selezionati 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 ad essi, tra i progetti selezionati da Terna e richiesti a fronte di specifico finanziamento da parte di soggetti investitori terzi, vi sono anche:

- l'interconnessione 400 kV Airolo (Svizzera) - Pallanzeno (Verbano-Cusio-Ossola), il cui completamento è previsto nel 2025;
- l'interconnessione 220 kV Nauders (Austria) - Gloreza (Bolzano), prevista per il 2021;
- l'interconnessione in altissima tensione e in corrente continua Salgareda (Treviso) - Divaca/Bericevo (Slovenia), il cui completamento è previsto nel 2025.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2017 risultano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 134 distributori elettrici, uno in meno rispetto agli iscritti al 31 dicembre 2016. Tre soggetti (due Comuni e un'impresa¹⁰) dei 134 non hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati. Come si vedrà tra breve per effetto delle operazioni societarie avvenute nel corso del 2017, la differenza tra i 135 distributori del 2017 e i 134 del 2016 è data dall'uscita di due soggetti che hanno ceduto l'attività ad altri (Azienda Elettrica Innerbichler Franz e Comune di Parcines), compensata dall'ingresso di un nuovo operatore (Consorzio Energetico Val Venosta).

La tavola 2.11 riporta, come di consueto, 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 2011.

Nel 2017 sono stati erogati nel complesso 268,7 TWh, 4,3 TWh in più rispetto al 2016. Grazie a tale aumento, pari all'1,6%, i prelievi sono tornati all'incirca al livello del 2013, al di sopra quindi dei 262,4 TWh erogati nel 2014 che è il valore più basso registrato nell'ultimo decennio. Il volume medio distribuito per operatore si è attestato su 2.051 GWh, in aumento del 4,7% rispetto all'anno precedente. Il numero di punti di prelievo serviti nel 2017, pari a poco meno di 37 milioni, è lievemente cresciuto (0,1%) rispetto al dato dell'anno precedente (+52.500 unità). Il numero medio di utenti per operatore è risultato di quasi 282.000 unità, contro le 273.000 unità del 2016

Il numero delle imprese di distribuzione medio-grandi, definite come quelle con più di 100.000 utenti, è rimasto invariato negli anni. Si osserva invece l'avvicendamento di qualche unità tra le imprese di piccole e piccolissime dimensioni, in parte dovuto al fatto che i tre distributori che non hanno risposto all'Indagine annuale si collocano tutti nell'ultima fascia della tabella.

Gli operatori appartenenti alla prima classe, cioè quelli con più di 500.000 punti di prelievo, sono gli stessi del 2016. Si tratta infatti di: e-distribuzione (ex Enel Distribuzione), Unareti (ex A2A Reti Elettriche), Areti (ex Acea Distribuzione), e Ireti, che ha assorbito le attività prima di competenza delle società Iren Emilia, Aem Torino Distribuzione, Genova Reti Gas, Iren Acqua Gas, Acquedotto di Savona, Eniatel e Aga. 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 a distinguersi dalle altre società del gruppo in termini di identità, di marchio e di politiche di comunicazione.

Nel 2017 e nei primi mesi del 2018 i distributori hanno comunicato tramite l'Anagrafica operatori dell'Autorità diverse operazioni societarie, principalmente cessioni/acquisizioni di attività o di rami di azienda tra le imprese. In particolare (e ricordandone alcune già citate nella *Relazione Annuale* dello scorso anno), si segnalano le seguenti:

¹⁰ Si tratta in particolare dei Comuni di Pacentro e Anversa degli Abruzzi oltre che della società Hofer Ernst Azienda Elettrica.

TAV. 2.12

Attività dei distributori
elettrici dal 2011

DISTRIBUTORI ^(A) PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
NUMERO	135	133	136	136	137	135	131
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	6	6	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	3	3	3	3	3	2	2
Tra 20.000 e 50.000	9	9	8	8	8	8	9
Tra 5.000 e 20.000	20	21	22	21	21	20	20
Tra 1.000 e 5.000	39	41	43	41	43	43	40
Fino a 1.000	54	49	50	53	52	52	50
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	286.908	279.073	269.122	262.418	267.984	264.376	268.655
Oltre 500.000	270.826	263.739	254.593	247.734	252.708	249.238	253.247
Tra 100.000 e 500.000	9.372	8.590	7.957	8.347	8.425	9.996	10.080
Tra 50.000 e 100.000	3.281	3.084	2.946	2.874	3.253	1.572	1.584
Tra 20.000 e 50.000	1.613	1.727	1.624	1.517	1.577	1.548	1.797
Tra 5.000 e 20.000	1.201	1.354	1.364	1.313	1.371	1.356	1.243
Tra 1.000 e 5.000	495	471	513	504	529	536	560
Fino a 1.000	120	108	126	129	122	130	145
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	36.727	37.079	37.099	36.841	36.807	36.860	36.912
Oltre 500.000	34.810	35.121	35.158	34.867	34.832	34.877	34.935
Tra 100.000 e 500.000	1.140	1.141	1.143	1.168	1.171	1.268	1.261
Tra 50.000 e 100.000	225	228	229	234	230	137	137
Tra 20.000 e 50.000	252	265	235	243	243	246	266
Tra 5.000 e 20.000	191	213	219	215	213	210	194
Tra 1.000 e 5.000	88	90	94	91	95	99	98
Fino a 1.000	21	21	21	23	22	23	22

(A) I valori si riferiscono agli operatori che hanno risposto alle varie edizioni dell'Indagine annuale.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

- dal primo gennaio 2017 Edyna ha acquisito l'attività di distribuzione di energia elettrica dal Comune di Parcines (Provincia di Bolzano), tramite un contratto di affitto di ramo d'azienda e da Azienda Elettrica Innerbichler Franz attraverso un conferimento di ramo d'azienda, mentre l'ha ceduta nei Comuni di Curon Venosta, Malles, Tubre, Glorenza, Sluderno e Lasa al Consorzio Energetico Val Venosta;
- con analogia decorrenza, e-distribuzione ha acquisito la distribuzione relativamente ai Comuni di Agrate Brianza e Brugherio (Mb), Bussero, Carugate, Cassina de' Pecchi, Cernusco sul Naviglio, Cinisello Balsamo, Cologno Monzese, Cormano, Corsico, Gorgonzola (Mi), Monza, Pieve Emanuele, Pioltello, San Donato Milanese, San Giuliano Milanese, Sesto San Giovanni e Vimodrone (Mi), precedentemente serviti da Unareti;
- ancora, dal 1° gennaio 2017 Azienda Reti Elettriche ha acquisito, tramite un contratto di affitto di ramo d'azienda, la gestione degli impianti nei Comuni di Canal San Bovo, Imer, Mezzano, Sagron-Mis, e nelle località Ronco Cainari e Piancavalli del Comune di Castello Tesino nonché della località Refavaie nel Comune di Pieve Tesino (tutti in provincia di Trento) da Set Distribuzione e ha ceduto alla stessa impresa gli impianti siti nel comune di Predazzo (anch'esso in provincia di Trento);
- dall'inizio di febbraio Consorzio Elettrico di Pozza di Fassa ha acquisito il ramo d'azienda della distribuzione nei Comuni di Pozza di Fassa (frazione Pera), Vigo di Fassa e Soraga (tutti in provincia di Trento); Ditta Kirchler Josef ha ceduto l'attività di distribuzione di energia elettrica alla nuova costituita società

Kirchler Sas di Kirchler Artur & Co., che poi ne ha ceduto il lato operativo alla Kirchler Srl;

- AIR - Azienda Intercomunale Rotaliana ha ceduto la distribuzione nei Comuni di Mezzolombardo, San Michele all'Adige e Mezzocorona (in provincia di Trento), con decorrenza 1° luglio 2017;
- infine, in dicembre la società Atena ha assunto la nuova denominazione di Asm Vercelli.

Dal 1° gennaio 2018, inoltre:

- Edyna ha acquisito l'attività di distribuzione di energia elettrica da ASM - Azienda Servizi Municipalizzati Laces e da Hofer Ernst Azienda Elettrica, tramite un contratto di affitto di ramo d'azienda;
- Set Distribuzione ha acquisito l'attività dal Comune di Isera;
- Linea Reti Impianti (impresa del gruppo A2A) ha ceduto l'attività alla società Distribuzione Elettrica Cremona, appartenente allo stesso gruppo societario.

I dati provvisori relativi alla composizione societaria degli operatori della distribuzione (Tav. 2.13), limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, non presentano novità di rilievo rispetto al 2016: in prima posizione vi sono le persone fisiche – che ne possiedono il 40,7%, e gli enti pubblici (37,4%). Quote significative appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (6,7%) e a società diverse (9,5%). La quota relativa alle imprese energetiche locali è del 5,5% (era l'8,5% nel 2013).

La ripartizione territoriale dei distributori elettrici e la lunghezza delle reti da essi gestite sono riportate nella tavola 2.14. Nel 2017 le reti di distribuzione elettrica sono cresciute di circa 4.800

km, la maggior parte dei quali in bassa tensione (+3.400 km). La lunghezza delle reti in media tensione è aumentata di 1.390 km, mentre quella delle reti in alta tensione è diminuita di 19 km. Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.263.000 km di reti circa, la parte più preponderante delle quali (69%) è, ovviamente, in bassa tensione. Come sempre, spicca il numero dei distributori che operano in Trentino Alto Adige: 66 imprese, due in meno del 2016, per effetto delle cessioni descritte nelle pagine precedenti. Insieme esse gestiscono il 2,1% della rete di distribuzione nazionale. Le altre regioni con un elevato numero di distributori, sebbene neppure lontanamente paragonabile a quello del Trentino Alto Adige, sono Piemonte, Lombardia e Sicilia.

L'ordinamento delle società di distribuzione con più di 50.000 utenti (Tav. 2.15) per volumi distribuiti non è cambiato rispetto al 2016: e-distribuzione (gruppo Enel) resta il primo operatore, con la quota dominante dell'85%. Seguono, nello stesso ordine dello scorso anno: Unareti (gruppo A2A) con il 4,1%, Areti (gruppo Acea), 3,6%, Ireti (gruppo Iren) 1,4%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

L'energia distribuita da e-distribuzione si ripartisce nel complesso per il 22% a clienti domestici e per il restante 78% a clienti non domestici (le stesse percentuali valevano nel 2016). Percentuali simili si hanno per molti altri operatori. Riforniscono quote di volumi maggiori a clienti non domestici Servizi a Rete (90%), Edyna (86%), Megareti, Unareti e Deval (tutte all'85%). All'opposto, AcegasApsAmga e Areti servono, invece, una quota di volumi proporzionalmente più elevata della media ai clienti domestici (rispettivamente, il 30% e il 29% contro il 22% sopra citato) che si conferma, come sempre, il valore relativo alla media nazionale).

TAV. 2.13

Composizione societaria dei distributori nel 2017

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Persone fisiche	40,9
Enti pubblici	37,0
Società diverse	9,4
Imprese energetiche nazionali	6,9
Imprese energetiche locali	5,6
Istituti finanziari nazionali e altri	0,2
TOTALE	100,0

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.14

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2017
km

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI ^(A)
Piemonte	65.770	29.180	33	11
Valle d'Aosta	2.825	1.564	57	2
Lombardia	87.760	43.122	44	11
Trentino Alto Adige	17.245	8.833	229	66
Veneto	63.672	27.544	61	3
Friuli Venezia Giulia	15.968	8.526	4	5
Liguria	22.216	7.196	0	2
Emilia Romagna	69.426	33.158	34	3
Toscana	60.489	27.026	0	2
Umbria	20.338	8.891	4	2
Marche	29.640	11.853	0	7
Lazio	69.034	29.895	555	6
Abruzzo	26.896	10.290	0	5
Molise	8.256	3.761	0	1
Campania	63.319	25.427	0	5
Puglia	64.487	32.419	10	3
Basilicata	15.491	10.380	0	1
Calabria	45.121	18.377	0	1
Sicilia	82.514	36.650	2	11
Sardegna	38.460	18.568	0	3
ITALIA	868.924	392.661	1.032	-

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

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.15

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2017

Volumi distribuiti in GWh; punti di prelievo in migliaia

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
e-distribuzione	50.085	25.196	178.697	6.285	228.782	31.481
Unareti	1.722	925	9.399	207	11.122	1.132
Areti	2.755	1.317	6.814	314	9.569	1.631
Ireti	846	554	2.928	137	3.774	691
Edyna	340	167	2.099	61	2.438	228
Inrete Distribuzione Energia	392	200	1.807	62	2.199	262
Set Distribuzione	379	248	1.573	63	1.952	310
Megareti	266	130	1.515	37	1.781	168
Servizi a Rete	114	54	1.034	18	1.148	72
Deval	135	103	747	26	882	129
AcegasApsAmga	245	131	584	32	829	164
ASM Terni	99	52	336	13	436	65
Altri operatori	821	219	2.924	131	3.745	580
TOTALE	58.199	29.296	210.457	7.387	268.655	36.912

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.16 sono rappresentati i volumi distribuiti e gli utenti (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, dove si distribuisce complessivamente il 22,7% dell'energia elettrica prelevata in Italia. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 16 % del totale. Altre regioni rilevanti sono

il Veneto, che incide per il 10,2% del consumo nazionale, l'Emilia Romagna, dove viene prelevato un altro 9%, il Piemonte (7,7%), il Lazio (7,5%), la Toscana (6,3%), la Campania (6%) e la Sicilia (5,6%). Un quinto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni.

In Italia, nel 2017 la distribuzione ha servito quasi 37 milioni di utenti: 29,5 milioni (l'80%) di famiglie e 7,4 milioni (il 20%) di punti non domestici. In termini di energia prelevata, naturalmente, le quote si invertono, essendo i volumi dei domestici pari a 58,2 TWh e quelli dei non domestici pari a 210,4 TWh. Rispetto al 2016 sono diminuiti gli utenti non domestici (0,4%), mentre quelli domestici hanno registrato un incremento (0,3%). Sono però cresciuti i prelievi di entrambe le categorie, spinti in parte dalla variabile climatica, che ha indotto una forte crescita dei consumi nel corso dell'estate, e in parte dalla ripresa economica. L'incremento maggiore si evidenzia per gli utenti non domestici che hanno prelevato 3,44 TWh in più rispetto al 2016 (+1,7%), mentre gli utenti domestici hanno

consumato 0,83 TWh in più rispetto al 2016, registrando quindi un aumento percentualmente inferiore (+1,5%).

A seguito di questi andamenti, nel 2017 il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è leggermente risalito a 1.971 kWh dai 1.948 kWh del 2016.

Nel 2017 l'Autorità ha modificato¹¹ la struttura della tariffa di distribuzione per i clienti domestici. Attuando la seconda fase della graduale riforma delle tariffe applicate ai clienti domestici di energia elettrica, ha definito le strutture tariffarie applicabili a decorrere dall'1 gennaio 2017 e i dettagli operativi delle misure introdotte per facilitare i clienti domestici nella ricerca del livello ottimale di potenza contrattualmente impegnata. 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 esistono ancora due scaglioni di consumo: da 0 a 1.800 kWh/anno e oltre 1.800 kWh/anno.

In conseguenza di ciò, alcuni distributori hanno mutato i propri sistemi di fatturazione, eliminando i vecchi scaglioni di consumo

TAV. 2.16

Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2017

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	3.920	2.319	16.815	574	20.735	2.893
Valle d'Aosta	143	108	770	28	913	135
Lombardia	9.559	4.821	51.517	1.085	61.076	5.907
Trentino Alto Adige	954	544	4.733	167	5.688	712
Veneto	5.026	2.306	22.444	589	27.470	2.895
Friuli Venezia Giulia	1.236	646	7.605	150	8.841	797
Liguria	1.478	1.030	4.432	259	5.911	1.289
Emilia Romagna	4.515	2.249	19.633	616	24.148	2.865
Toscana	3.744	1.890	13.111	539	16.855	2.428
Umbria	845	424	4.067	118	4.913	542
Marche	1.399	747	4.973	210	6.371	957
Lazio	5.623	2.773	14.422	668	20.044	3.441
Abruzzo	1.188	721	4.207	164	5.395	885
Molise	263	174	1.031	41	1.294	214
Campania	4.914	2.253	11.218	573	16.132	2.826
Puglia	3.791	1.913	8.534	519	12.325	2.431
Basilicata	466	284	1.722	77	2.188	361
Calabria	1.919	1.041	3.229	235	5.149	1.275
Sicilia	5.196	2.405	9.966	569	15.162	2.974
Sardegna	2.019	878	6.028	206	8.047	1.084
ITALIA	58.199	29.526	210.457	7.387	268.655	36.912

Fonte: ARERA Indagine annuale sui settori regolati.

¹¹ Delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel.

non più utili¹². Inoltre, diversamente dal passato, le risposte degli operatori hanno permesso 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 kW¹³. Per tali motivi, 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 il dettaglio dei clienti per classe di potenza impegnata e per fascia di consumo (Tav. 2.19). Queste ultime due tavole, tuttavia, possono comprendere unicamente le due fasce di consumo oggi impiegate per la fatturazione dei clienti.

Come si vede dalla tavola 2.17, l'80,3% dei clienti domestici è residente e consuma l'88,5% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie. I clienti non residenti sono il 19,7% e la quota dei loro prelievi è pari all'11,5% del totale. La maggior parte delle famiglie ha un contratto

con potenza impegnata compresa tra 1,5 e 3 kW: essi contano per l'89,1% di tutti gli utenti domestici (divisi tra i residenti per il 73,3% e i non residenti per il 15,8%). I volumi di elettricità prelevati da tali famiglie rappresentano l'83,3% del totale (anche qui divisi tra i residenti per il 76,1% e i non residenti per il 7,2%). Il secondo valore di potenza più diffuso tra le famiglie è quello tra 3 e 4,5 kW, che incide per il 5,3% dei punti di prelievo e per il 7,9% 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), incide per il 3,3% delle famiglie italiane, che prelevano il 5,9% di tutta l'energia distribuita al settore domestico.

I consumi elettrici delle famiglie italiane che emergono dai dati della distribuzione, sono piuttosto contenuti: l'85,9% dei clienti domestici si colloca nella fascia di consumo annuo che non supera la soglia dei 1.800 kWh (Tav. 2.18) e preleva tre quarti di tutta l'elettricità

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Residenti			
Fino a 1,5 kW	145	169	860
Da 1,5 a 3 kW	44.285	21.632	2.047
Da 3 a 4,5 kW	3.692	1.157	3.192
Da 4,5 a 6 kW	2.514	623	4.034
Da 6 a 10 kW	513	85	6.058
Da 10 a 15 kW	230	24	9.556
Oltre 15 kW	113	6	18.547
TOTALE RESIDENTI	51.493	23.696	2.173
Non residenti			
Fino a 1,5 kW	98	344	285
Da 1,5 a 3 kW	4.206	4.662	902
Da 3 a 4,5 kW	896	409	2.192
Da 4,5 a 6 kW	927	341	2.718
Da 6 a 10 kW	259	49	5.322
Da 10 a 15 kW	160	18	9.067
Oltre 15 kW	158	7	22.203
TOTALE NON RESIDENTI	6.706	5.830	1.150
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.199	29.526	1.971

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.17

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2017 per classe di potenza

Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

¹² 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.

¹³ 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.

distribuita. Le famiglie con consumo annuo superiore a 1.800 kWh sono il 14,1% del totale e prelevano il 24,7% dell'energia. Tra i residenti le famiglie nella fascia di consumo annuo fino a 1.800 kWh contano per l'86,5% dei clienti e il 79% dei volumi ad essi distribuiti, mentre tra i non residenti contano per l'83,4% dei clienti e il 46,5% dei volumi ad essi distribuiti (Tav. 2.18).

Il prelievo medio delle famiglie italiane che emerge dai dati della distribuzione è pari, complessivamente a 1.971 kWh; quello dei clienti residenti è ovviamente più elevato, pari a 2.173 kWh, quello dei clienti non residenti è di 1.150 kWh.

Il dettaglio dei prelievi distinti tra clienti residenti e non, suddivisi per classi di potenza e fasce di consumo si osserva nella tavola 2.17. Nella classe di potenza più piccola (fino a 1,5 kW) la numerosità dei clienti non residenti (344 mila punti di prelievo) è più che doppia rispetto a quella dei residenti (169 mila punti). I prelievi, invece, risultano specularmente più elevati per le abitazioni di residenza (145 GWh) rispetto a quelli dei clienti non residenti (98 GWh). In questa classe ricadono con molta probabilità gran parte delle cosiddette "seconde case", per le quali è sufficiente un basso livello di potenza e i consumi sono piuttosto ridotti. Pertanto i consumi medi dei residenti sono molto più elevati, pari a 860 kWh, di quelli dei non residenti, pari a 285 kWh. La superiorità dei consumi medi dei residenti rispetto a quelli dei non residenti si osserva ancora per la prima fascia di consumo della classe di potenza successiva (1,5-3 kW), dove i 2.008 kWh dei clienti residenti si confrontano con i 601 kWh dei non residenti. A partire dalla fascia di consumo più elevata della seconda classe di potenza e per tutte le classi successive, i

consumi medi dei non residenti sono invece sempre più elevati di quelli dei residenti.

Tenendo conto del fatto che, 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 e che nell'ambito di tale classe di potenza la fascia di consumo più piccola è quella assolutamente predominante sia in termini di numerosità di clienti (93%), sia di prelievi effettuati (91%), dai dati della distribuzione emerge sostanzialmente che in Italia le famiglie residenti consumano in media 2.008 kWh, mentre quelle non residenti consumano in media 601 kWh.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.20), come per gli anni scorsi il 45,5% dei volumi distribuiti nel 2017 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e il 19% quella allacciata in alta e altissima tensione. Il 98,5% dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela connessa in bassa tensione, cui corrispondono prelievi pari al 35,5% del totale distribuito all'utenza non domestica.

Rispetto al 2016 i punti non domestici serviti sono leggermente diminuiti (-0,4%), mentre i volumi prelevati sono cresciuti dell'1,7%; di conseguenza il volume medio unitario è risalito a 28.481 kWh dai 27.900 kWh dello scorso anno. L'aumento dei prelievi è avvenuto per tutti i livelli di tensione, ma in misura crescente in base alla tensione: 1,3% è la crescita osservata nei volumi dei clienti in bassa tensione, 1,6% quella dei clienti in media tensione, 2,4% quella dei clienti in alta e altissima tensione. Anche gli utenti allacciati hanno subito variazioni diverse: gli utenti in bassa e in alta e altissima tensione

TAV. 2.18

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2017 per fascia di consumo e residenza anagrafica

Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Residenti			
Fino a 1.800 kWh	40.697	20.492	1.986
Oltre 1.800 kWh	10.796	3.204	3.370
TOTALE RESIDENTI	51.493	23.696	2.173
Non residenti			
Fino a 1.800 kWh	3.116	4.864	641
Oltre 1.800 kWh	3.589	966	3.717
TOTALE NON RESIDENTI	6.706	5.830	1.150
Tutti i clienti			
Fino a 1.800 kWh	43.813	25.356	1.728
Oltre 1.800 kWh	14.386	4.169	3.450
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.199	29.526	1.971

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.19

CONFINE 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	145	169	860	98	344	285
Fino a 1.800 kWh	142	167	851	87	339	257
Oltre 1.800 kWh	3	2	1.535	11	5	2.172
Da 1,5 a 3 kW	44.285	21.632	2.047	4.206	4.662	902
Fino a 1.800 kWh	40.228	20.038	2.008	2.430	4.043	601
Oltre 1.800 kWh	4.057	1.594	2.545	1.776	619	2.869
Da 3 a 4,5 kW	3.692	1.157	3.192	896	409	2.192
Fino a 1.800 kWh	235	205	1.147	325	268	1.213
Oltre 1.800 kWh	3.457	952	3.633	571	141	4.055
Da 4,5 a 6 kW	2.514	623	4.034	927	341	2.718
Fino a 1.800 kWh	83	74	1.125	234	191	1.225
Oltre 1.800 kWh	2.431	549	4.425	694	151	4.606
Da 6 a 10 kW	513	85	6.058	259	49	5.322
Fino a 1.800 kWh	7	7	1.028	30	18	1.686
Oltre 1.800 kWh	505	77	6.524	229	31	7.434
Da 10 a 15 kW	230	24	9.556	160	18	9.067
Fino a 1.800 kWh	1	1	979	9	4	1.977
Oltre 1.800 kWh	229	23	638	152	13	11.387
Oltre 15 kW	113	6	18.547	158	7	22.203
Fino a 1.800 kWh	0,1	0,2	638	2	1	1.600
Oltre 1.800 kWh	113	6	19.085	157	6	26.038
TOTALE DOMESTICI	51.493	23.696	2.173	6.706	5.830	1.150

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2017 per classe di potenza e per fascia di consumo

Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

sono diminuiti, rispettivamente dello 0,5% e dello 0,9%, mentre non sono diminuiti (0,2%) quelli in media tensione.

Connessioni

In questo paragrafo sono illustrati 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 da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico.

I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti¹⁴. Le cifre relative alle connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

I dati sugli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

¹⁴ Tutte le imprese distributrici con più di 100.000 clienti (AcegasApsAmga, Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Inrete, Ireti, Megareti, Set Distribuzione e Unareti), alla data del 20 aprile 2018 hanno inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2017, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

TAV. 2.20

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2017 per livello di tensione e di potenza
Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	VOLUMI		PUNTI DI PRELIEVO
Bassa tensione	74.681	7.277.334	10.262
Punti di emergenza	2	2	909.054
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	-	-	
Illuminazione pubblica	5.344	269.689	19.814
Altri usi	69.335	7.007.642	9.894
di cui:			
- fino a 1,5kW	793	1.481.924	535
- da 1,5 kW a 3 kW	2.955	1.826.610	1.618
- da 3 kW a 4,5 kW	1.262	361.909	3.488
- da 4,5 kW a 6 kW	5.421	1.219.530	4.445
- da 6 kW a 10 kW	8.070	889.749	9.070
- da 10 kW a 15 kW	10.306	639.402	16.118
- da 15 kW a 30 kW	13.472	378.189	35.622
- da 30 kW a 42 kW	5.715	78.143	73.141
- da 42 kW a 50 kW	3.252	35.584	91.400
- oltre 50 kW	18.089	96.602	187.251
Media tensione	95.790	107.700	889.418
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	99	24	4.136.813
Illuminazione pubblica	326	1.003	325.008
Punti di emergenza	408	239	1.706.765
Altri usi	94.957	106.434	892.170
Alta e altissima tensione	39.986	1.696	23.576.420
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.841	305	15.871.605
Illuminazione pubblica	0	1	1
Punti di emergenza	6	16	368.553
Altri usi	35.139	1.374	25.574.143
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	210.457	7.386.730	28.491

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Le cifre relative alle connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Nell'anno 2017 Terna ha ricevuto 90 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 3,4 GW, e, con riferimento a esse, nello stesso anno ha messo a disposizione 50 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,2 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 39 giorni lavorativi.

Nel 2017 sono stati accettati 28 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,4 GW. Per 2 di questi, corrispondenti a 40 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni tecniche minime di dettaglio (STMD): per entrambi, è stata rilasciata e accettata la STMD. Per uno di questi, corrispondente ad una potenza di 13 MW, la connessione risulta essere realizzata alla data del 31 dicembre 2017.

Nell'anno 2017 le imprese distributrici¹⁵ hanno ricevuto poco meno di 56.100 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,4 GW, e, in relazione

¹⁵ Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si ricorda che i dati riportati di seguito si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2017 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

a esse, nello stesso anno hanno messo a disposizione circa 51.400 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,1 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

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

Circa 47.600 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2017, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 0,8 GW.

Nell'anno 2017, in relazione alle richieste pervenute nel medesimo anno, sono state realizzate circa 34.200 connessioni, corrispondenti a circa 300 MW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 10 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹⁶;
- 44 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹⁷.

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

Nell'anno 2017 l'unica impresa distributrice che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione è stata e-distribuzione con 14 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di circa 230 MW; sempre e-distribuzione nello stesso anno ha messo a disposizione 7 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 146 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 31 giorni lavorativi.

Tra i preventivi messi a disposizione, 6 di essi, corrispondenti a una potenza di poco meno di 100 MW, sono stati accettati nell'anno 2017; per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD. Pertanto, nel 2017 non è stata

effettuata alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, nel 2017 (Tav. 2.21), sulla base di stime preliminari, i dati raccolti mostrano che sono state effettuate poco più di 245.000 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 9 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 6,8 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 17,3 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione. Rispetto al 2016 i dati evidenziano un minor numero di richieste (lo scorso anno furono 262.206, cioè il 6,4% in più) e, al contempo, un lieve incremento pure dei tempi di allacciamento.

Poiché nel 2016 per ottenere una connessione passiva sulla rete in bassa o in media tensione risultavano necessari mediamente 8,5 giorni lavorativi, quest'anno si registra un incremento di 0,5 giorni lavorativi, il 5,4% di tempo in più. È opportuno precisare 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.

Ciascun distributore ha effettuato, in media, 1.845 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (56 soggetti), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 3.187.

Nel 2017 Terna ha connesso in alta e altissima tensione tre nuovi clienti passivi. Il tempo medio per l'allacciamento (sempre escludendo quello trascorso per ottenere eventuali atti autorizzativi e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale) è stato di 423 giorni lavorativi; quello per gli adempimenti a carico del cliente finale è stato di 631 giorni lavorativi.

¹⁶ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

¹⁷ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

TAV. 2.21

Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2017

Numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI		TEMPO MEDIO ^(A)	
	2016	2017	2016	2017
Bassa tensione	260.991	244.094	6,7	6,8
Media tensione	1.215	1.274	14,6	17,3
TOTALE	262.206	245.368	8,5	9,0

(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.

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, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (piattaforma per la Consegna derivati energia - CDE), segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia elettrica e raccoglie le offerte sul Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) gestito da Terna.

Il Mercato del giorno prima (MGP) ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna; essa viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal price*) e le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna. L'MGP è un mercato zonale: il territorio è suddiviso in zone che rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata 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 zonalmente ponderati per il valore degli acquisti zonalmente, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

A febbraio 2015 è stato avviato il *multi-regional coupling* (MRC) sulla frontiera nord italiana 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 (NTC) e l'annullamento di flussi antieconomici¹⁸. Nel precedente assetto senza *market coupling* la capacità di interconnessione veniva assegnata mediante asta esplicita giornaliera e solo gli operatori con capacità allocata potevano presentare offerte in Borsa MGP. Il *market coupling* ha unificato questi due passaggi annullando di fatto i possibili flussi antieconomici che si creavano a causa del non coordinamento tra l'allocazione della capacità e la vendita dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima.

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 ad asta. A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in diverse sessioni con orari di chiusura progressivi. Nel corso del 2015 le tempistiche delle sessioni dell'MI sono state riviste

¹⁸ 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.

in seguito allo spostamento del *gate closure* dell'MGP dalle 9:15 alle 12:00¹⁹ ed è stata aggiunta una sessione; a partire dall'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 zonale²⁰; anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

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 *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 nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si

articola in sei sottofasi²¹ 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 cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione²². Gli operatori presentano le loro 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*)²³.

Il Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Esso consiste nella negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti quotati contemporaneamente), trimestrale (quattro prodotti quotati contemporaneamente) e annuale (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla Piattaforma conti energia (PCE), previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"²⁴.

Nel novembre 2008, Borsa italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il PUN. In attuazione

19 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*.

20 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.

21 Anche per l'MSD l'organizzazione delle sessioni è stata rivista nel corso del 2015 e nel 2017 sono state aggiunte due nuove sottofasi.

22 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*.

23 Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI e MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla *Relazione Annuale* del GME e al *Rapporto di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine e dei servizi di dispacciamento* pubblicato dall'Autorità.

24 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.

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.

Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la PCE che introduce ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti nel medio-lungo periodo. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio) e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE, vale a dire la piattaforma dove vengono eseguiti i contratti finanziari derivati sull'energia elettrica conclusi nell'IDEX, relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico sottostante il contratto stesso.

Scambi nel Mercato del giorno prima

Nel 2017 è aumentata la quantità di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, in particolare nella prima metà dell'anno, raggiungendo il massimo livello degli ultimi cinque anni, pari a 292 TWh

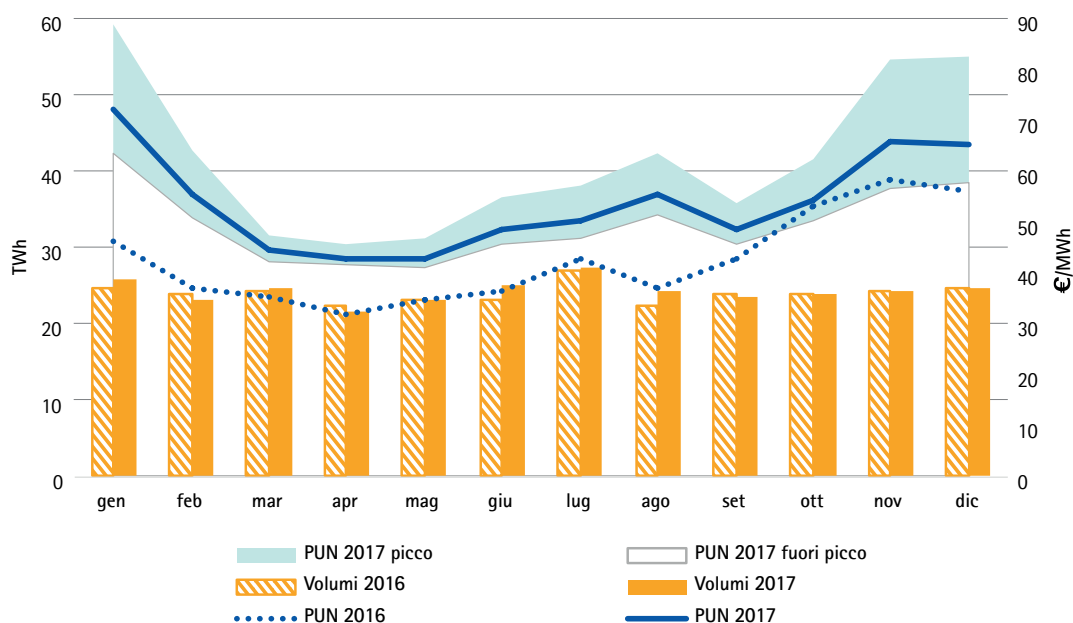
(+1,1% rispetto al 2016). Nelle singole zone si continuano a osservare dinamiche contrastanti: sono risultati in crescita gli acquisti delle zone centro-settentrionali (Nord +2,5%, Centro Nord +4,7%) e in calo quelli della zona Sud (-9,9%). Si osserva quasi ovunque un rimpiazzo della generazione idroelettrica da parte degli impianti a ciclo combinato, in particolare al Nord (12,3%), con conseguente rialzo dei loro costi variabili. I volumi scambiati sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 211 TWh (+4,3%), massimo livello registrato dal 2010, sostenuto in vendita dagli operatori non istituzionali nazionali ed esteri (+6,6%) e in acquisto dall'Acquirente unico (+26,6%), che per la prima volta negli ultimi anni soddisfa più del 90% del suo fabbisogno in borsa. Rimangono in flessione i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (81 TWh, -6,2%), al loro minimo storico.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2017 (Fig. 2.8) si riprende dai livelli minimi del 2016, portandosi a 53,95 €/MWh (+26,1%), favorito da un rialzo dei costi dei combustibili, dal lieve incremento degli acquisti, dal maggior ricorso alla generazione termoelettrica e a minori importazioni dai più economici impianti nucleari francesi. Tale dinamica si riflette in tutti i mesi dell'anno e in tutti i gruppi di ore, attestandosi a 62,34 €/MWh (+28,9%) nelle ore di picco, a 49,58 €/MWh (+24,4%) nelle ore fuori picco e a 47,47 €/MWh (+23,1%) nelle ore dei giorni festivi.

FIG. 2.8

Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema Italia

Volumi in TWh; PUN (medio, di picco e fuori picco) in €/MWh



Fonte: GME.

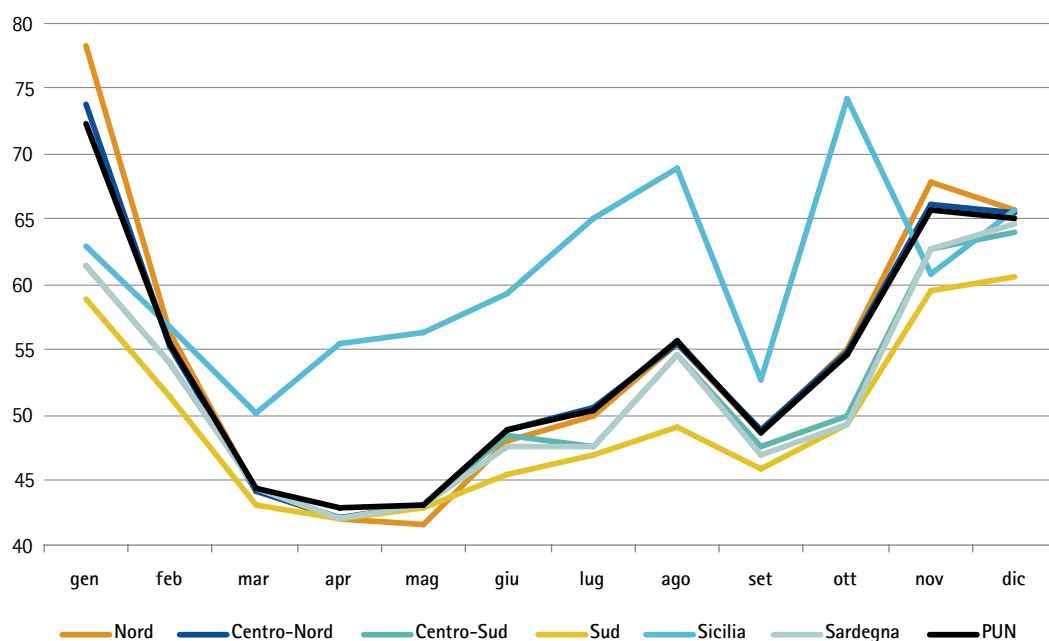


FIG. 2.9

Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2017
€/MWh

Fonte: GME.

Anche a livello zonale (Fig. 2.9) si assiste a una ripresa dei prezzi dai minimi storici del 2016, con rialzi compresi tra il 23 e il 28%, e valori compresi tra i 49,80 €/MWh del Sud, che si conferma per il nono anno consecutivo la zona con il prezzo più basso, e i 60,76 €/MWh della Sicilia. Quest'ultima torna a registrare una lieve crescita del suo differenziale con la zona Nord (6,35 €/MWh contro i 4,95 €/MWh dello scorso anno), nonostante il potenziamento del cavo Sorgente-Rizziconi.

Nel suo primo anno di piena operatività, il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) registra 2.966 transazioni, concentrate soprattutto nella seconda metà dell'anno, per un totale di 3,9 TWh scambiati, con profilo prevalentemente *baseload* (90%). L'operatore istituzionale Acquirente unico è risultato il principale acquirente con oltre 3,7 TWh (95%). Relativamente ai prezzi negoziati, si registrano differenziali positivi e compresi tra +0,1 e +1,0 €/MWh rispetto al PUN.

Confronti internazionali e scambi alla frontiera

In coincidenza con un generale aumento dei costi dei combustibili, il prezzo dell'energia elettrica sul mercato europeo segna una ripresa dai bassi livelli del 2016 e conferma una sostanziale ripartizione in due macroregioni (Fig. 2.10): quella settentrionale, composta da Scandinavia e Germania (29/34 €/MWh), e quella meridionale, formata da Italia, Spagna e Slovenia (49/54 €/MWh).

La Francia (45 €/MWh) risulta convergente all'uno o all'altro blocco in base a fenomeni stagionali e alla disponibilità degli impianti nucleari locali, spesso rimpiazzati dall'offerta termoelettrica italiana. In particolare, i rialzi di prezzo osservati in Francia a inizio e fine anno invertono i differenziali di prezzo attesi con l'Italia (tipicamente importatrice), permettendo numerose opportunità commerciali transfrontaliere, efficacemente concretizzate tramite il meccanismo ad asta implicita di *market coupling*. Risulta quindi in calo l'allineamento dei prezzi tra Italia e Francia (29%, -6 punti percentuali), con un aumento medio del loro differenziale (9 €/MWh, +3 €/MWh). Nel corso dell'anno il *market coupling* ha allocato sulla frontiera settentrionale mediamente ogni ora una capacità di 2,8 GWh in import (+330 MWh) e di 1,2 GWh in export (+101 MWh): l'aumento si è concentrato sul confine francese per le importazioni (2.185 MWh) e su quello sloveno per le esportazioni (358 MWh).

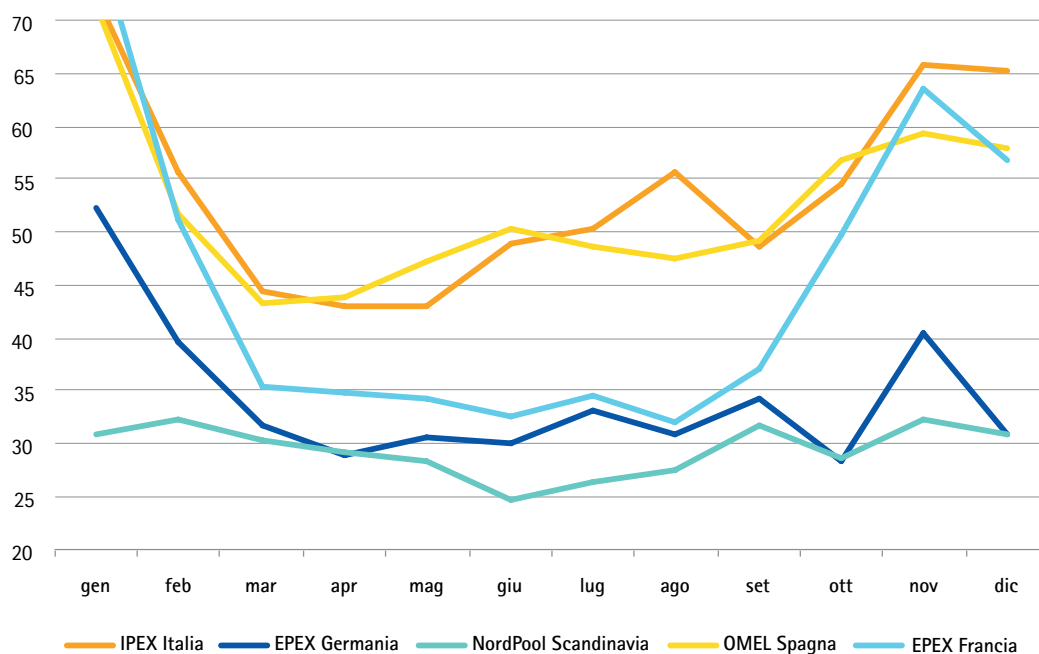
Esiti del Mercato infragiornaliero

Nonostante l'aumento del numero di sessioni da cinque a sette a partire dal mese di febbraio, nel 2017 si registra un calo dei volumi scambiati complessivamente sul MI (25,3 TWh, -10%). La maggior parte dei volumi (76%) è stata scambiata nelle prime due sessioni, le stesse che registrano anche le maggiori flessioni congiunturali: MI1 (13,8 TWh; -8%) e MI2

FIG. 2.10

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2017

Valori medi baseload; €/MWh



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati delle borse elettriche europee.

(5,5 TWh; -22%). I prezzi di acquisto risultano mediamente in rialzo in tutte le sessioni (+25%), in particolare nelle ore di picco e seguendo un andamento infra-annuale coerente con quello di MGP. A confronto con il PUN nella medesima ora, i prezzi su MI risultano mediamente inferiori in tutte le sessioni, con un differenziale che non supera i 5 €/MWh. Anche su base zonale i prezzi ricalcano le dinamiche già osservate sul MGP,

registrando il prezzo più basso nella zona Sud (49 €/MWh) e quello più alto in Sicilia (58 €/MWh).

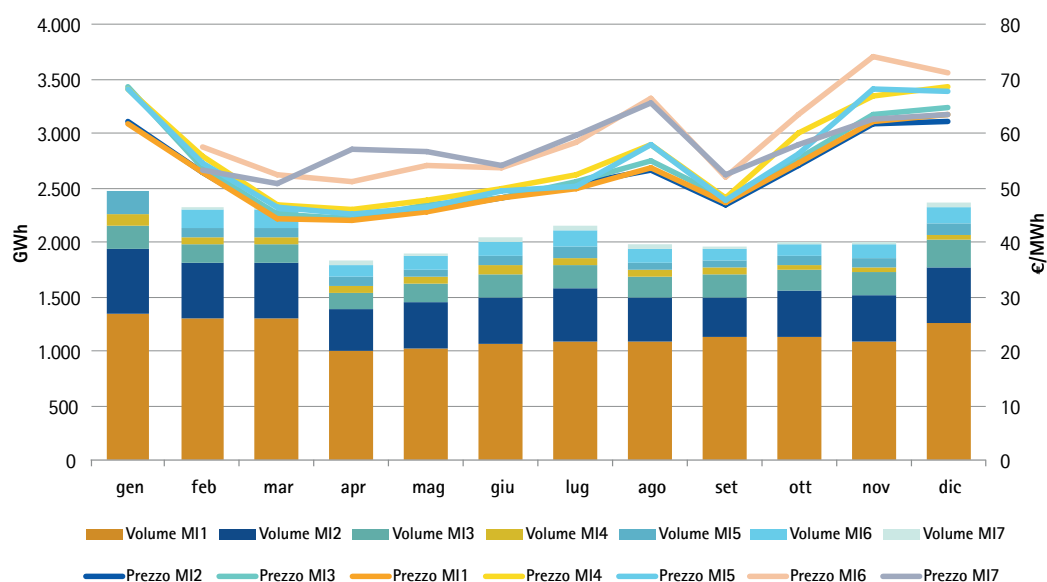
Esiti del Mercato a termine dell'energia elettrica

Il mercato a termine organizzato dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica (MTE), ha registrato nel 2017 un

FIG. 2.11

Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione del MI nel 2017

GWh; €/MWh



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati delle borse elettriche europee.

totale di 1,4 TWh negoziati, in aumento del 27% rispetto allo scorso anno (Tav. 2.22). La quota più rilevante dei volumi negoziati (MW) risulta di profilo *baseload* (87%), in particolare per la durata mensile (53%) e trimestrale (28%). Mediamente si sono registrati 12 abbonamenti al mese, che risultano maggiormente concentrati nei mesi di marzo, ottobre e novembre. Per il terzo 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 i mesi del 2017 prezzi compresi tra 41 e 62 €/MWh. Tale andamento risulta in linea con la tendenza registrata nel corso dell'anno dal sottostante PUN, con un ritardo di un mese al massimo nella convergenza del livello dei prezzi (Fig. 2.12).

TAV. 2.22

DURATA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	VAR. 2016/2017	QUOTA
CONTRATTI (MW)	7.673	8.882	2.171	2.944	1.004	411	518	26%	100%
Baseload	5.563	8.253	679	2.829	899	323	449	39%	87%
Peakload	2.110	629	1.492	115	105	88	69	-22%	13%
VOLUMI (GWh)	31.667	30.358	7.996	18.402	5.087	1.069	1.356	27%	100%
Baseload	28.007	28.895	3.618	18.356	5.007	1002	1.335	33%	98%
Peakload	3.660	1.463	4.379	46	79	67	21	-69%	2%

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GME.

Volumi scambiati sul Mercato a termine dal 2010

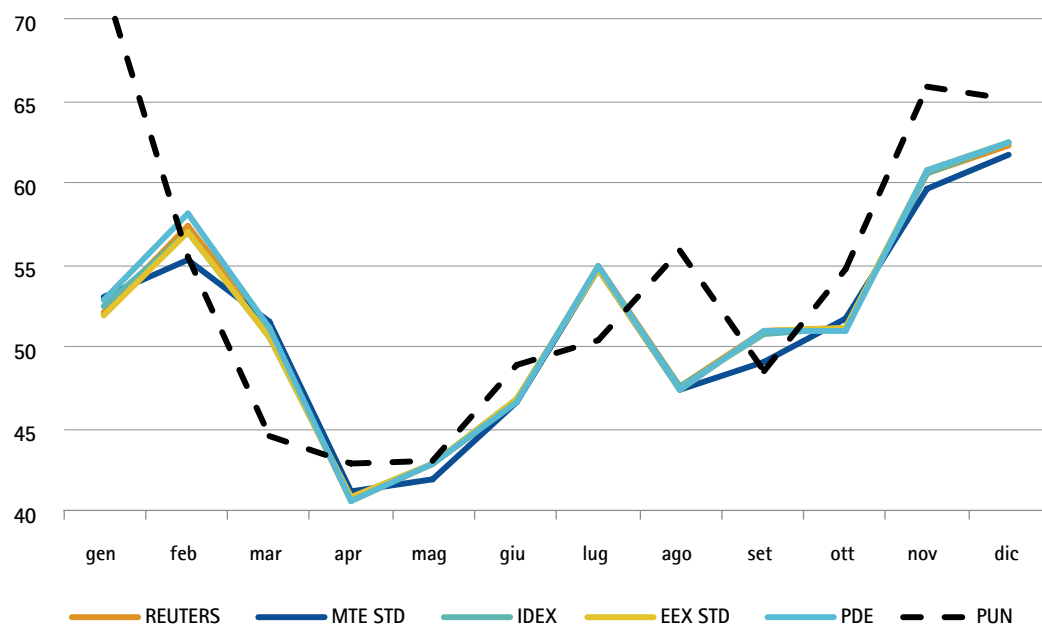


FIG. 2.12

Prezzi medi nel 2017 del prodotto baseload di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione €/MWh

Fonte: GME, Borsa Italiana, EEX e Thomson Reuters..

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

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

Ai sensi della normativa vigente sino alla fine del 2016, i TEE venivano rilasciati dal GME a seguito di incrementi di efficienza energetica per una durata tipicamente di 5 anni (eccetto particolari tipologie di intervento) e con valore proporzionale al risparmio energetico aggiuntivo conseguito secondo il c.d. "coefficiente di durabilità", che aveva la finalità di contere i risparmi energetici conseguiti oltre il periodo di emissione. Per effetto delle modifiche apportate dal succitato decreto, essi sono attualmente emessi tipicamente per 7-10 anni e solo contestualmente al conseguimento dei risparmi.

Il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE che si distinguono, sulla base di quanto disposto dal decreto interministeriale 11 gennaio 2017, nelle seguenti tipologie:

- titoli di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- titoli di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- titoli di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale non realizzati nel settore dei trasporti;
- titoli di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti.

Alle tipologie di cui sopra si aggiungono i TEE attestanti invece il conseguimento di risparmi di energia tramite la cogenerazione ad alto rendimento, la cui entità è stata certificata sulla base di quanto disposto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011.

Nel corso del 2017 è stato dato inoltre seguito alla disposizione del decreto interministeriale 11 gennaio 2017 in merito alla contrattazione nel mercato organizzato dal GME unificato per tutte le tipologie di titoli: essi quindi continuano a essere riconosciuti dal GSE nelle diverse tipologie previste e sono soggetti a successiva unificazione per le finalità connesse alle contrattazioni sul mercato. I soggetti obbligati (ovvero i distributori che alla data del 31 dicembre, per due anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali) possono pertanto soddisfare i propri obblighi di risparmio energetico anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti con contrattazioni bilaterali o sull'apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento, progressivamente aggiornate.

Nel 2017, in particolare, sono stati scambiati complessivamente 11.227.387 TEE, in aumento rispetto ai circa 9,4 milioni dell'anno scorso. Di essi, circa il 55% è stato scambiato sul mercato, percentuale leggermente minore rispetto alla corrispondente dell'anno precedente.

I dati degli scambi suddivisi per tipologia (I, II, II-CAR e III) esposti nella tavola 2.21 si riferiscono alle sole contrattazioni avvenute a far data dal 5 ottobre 2017, per effetto dell'entrata in operatività dell'unificazione tra le tipologie prevista dal decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

TAV. 2.23

Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME nel 2017

Quantità in TEE; prezzi in €/TEE

TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
I	1.324.833	243,15	751.793	190,26
II	2.293.867	249,11	1.702.758	183,25
II-CAR	576.267	276,09	1.158.924	209,27
III	751.574	238,65	523.349	173,62
Totale	6.220.043	267,02	5.007.344	209,95

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GME.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.24 riporta il numero di operatori presenti nelle tre articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, mercato libero e salvaguardia) e rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas. Nel 2017, 132 soggetti hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita nel mercato di maggior tutela; quattro di loro non hanno risposto all'Indagine.

Le imprese che hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nel mercato libero sono invece 564: 470 (cioè l'83%) di queste ha risposto all'Indagine e tra loro ve ne sono 60 che hanno comunicato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno.

Tenendo conto che molti soggetti sono presenti in più di uno dei segmenti della vendita finale, il totale delle imprese operanti nel mercato della vendita finale elettrica non può essere calcolato come somma dei soggetti di ciascuna fase. In ogni caso, poiché l'ingresso di nuove imprese nella vendita di maggior tutela o nel servizio di

salvaguardia è vincolato per legge, per analizzare lo sviluppo del numero di imprese che lavorano nel mercato finale della vendita elettrica è sufficiente concentrarsi sul segmento del mercato libero. Nel 2017 i soggetti operanti (cioè che hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di avere svolto l'attività di vendita elettrica anche per un periodo limitato dell'anno) erano pari a 131 nella maggior tutela, due nella salvaguardia e 542 nel libero. Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è apparentemente salito di un'unità rispetto al 2016, ma soltanto a causa del fatto che Eni ha ceduto l'attività di vendita di maggior tutela alla propria controllata Eni Gas e Luce a partire dall'1 luglio 2017. Pertanto, per la prima metà dell'anno la gestione dell'attività risulta in capo a Eni, mentre per la seconda metà è in capo a Eni Gas e Luce.

Il numero di venditori di energia elettrica è, quindi, cresciuto nel 2017 di 22 unità sul mercato libero. Il trend di espansione nel segmento della vendita perdura quasi ininterrottamente dal 2008 (si veda anche la Tav. 2.39).

TAV. 2.24

Imprese di vendita di energia elettrica nel 2017

MERCATO	VENDITORI ^(A)	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVE
Servizio di maggior tutela	132	128	-
Servizio di salvaguardia	2	2	-
Vendita ai clienti liberi	564	470	60

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nel 2017, anche per un periodo limitato dell'anno.

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

La tavola 2.23 presenta la ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2017, 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*). La tavola è costruita sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 93% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2017²⁵ (ma questa percentuale può cambiare, tenuto conto della natura preconsuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori).

I risultati dell'Indagine annuale (come di consueto, da considerarsi provvisori per il 2017) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 256,5 TWh a poco meno di 37 milioni di clienti (Tav. 2.25). Complessivamente i consumi di energia risultano aumentati dello 0,9% rispetto al 2016, mentre i consumatori sono diminuiti dell'1,3%.

Come succede ormai da diversi anni, il servizio di maggior tutela si è ulteriormente ristretto, ma la sua caduta è stata più che compensata dalla crescita del mercato libero e del servizio di salvaguardia: entrambi si sono infatti espansi sia in termini di clienti serviti, sia di energia venduta. La crescita complessiva è stata sostenuta più dai consumi delle famiglie che non da quelli del settore non domestico; viceversa, si sono persi più clienti nel settore non domestico rispetto a quelli persi nel settore domestico.

Più precisamente, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 57,8 TWh contro i 57,1 TWh del 2016, registrando quindi una crescita dell'1,1%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico ha evidenziato un aumento, avendo raggiunto 198,7 TWh dai precedenti 196,9 TWh. La risalita dei consumi non domestici pare aver perso ritmo: al 3,4% ottenuto nel 2015, infatti, sono seguiti uno 0,1% del 2016 e lo 0,9% del 2017.

Nel 2017 il numero di clienti domestici è risultato pari a 29,5 milioni, di cui 18,1 serviti nella maggior tutela e 11,4 milioni nel mercato libero (Fig. 2.13). Rispetto al 2016 le famiglie che acquistano energia sul mercato libero sono cresciute dell'11%, mentre quelle servite in maggior tutela sono diminuite dell'8%. Valutando le quote dei due mercati in termini di numerosità dei clienti, si osserva che nel 2017 il mercato libero ha raggiunto il 38,8%. Come si vede nella figura 2.13, a dieci anni di distanza dalla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta il 1° luglio 2007, il servizio di maggior tutela serve ancora poco meno di due terzi della clientela domestica.

Anche considerando tutte le tipologie di clienti (domestici e non domestici), la quota del mercato tutelato sul mercato totale è diminuita in termini sia di energia sia di clienti, a vantaggio del mercato libero, mentre la sezione della salvaguardia è rimasta sostanzialmente invariata. In un mercato finale che complessivamente si è ampliato di 2,4 TWh, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 2,7 TWh (-5,2% rispetto al 2016), mentre il mercato libero ha guadagnato 5 TWh rispetto all'anno precedente (2,5%) e nel regime di salvaguardia le vendite sono cresciute di 0,1 TWh.

TAV. 2.25

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2016	2017	VARIAZIONE	2016	2017	VARIAZIONE
Mercato di maggior tutela	52.693	49.979	-5,2%	23.338	21.455	-8,1%
Domestico	35.058	33.495	-4,5%	19.619	18.083	-7,8%
Non domestico	17.635	16.484	-6,5%	3.718	3.371	-9,3%
Mercato di salvaguardia	4.224	4.309	2,0%	90	91	1,9%
Mercato libero	197.130	202.140	2,5%	13.968	15.349	9,9%
Domestico	22.073	24.256	9,9%	10.278	11.449	11,4%
Non domestico	175.058	177.884	1,6%	3.690	3.901	5,7%
MERCATO FINALE	254.047	256.428	0,9%	37.395	36.895	-1,3%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

²⁵ Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola 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.

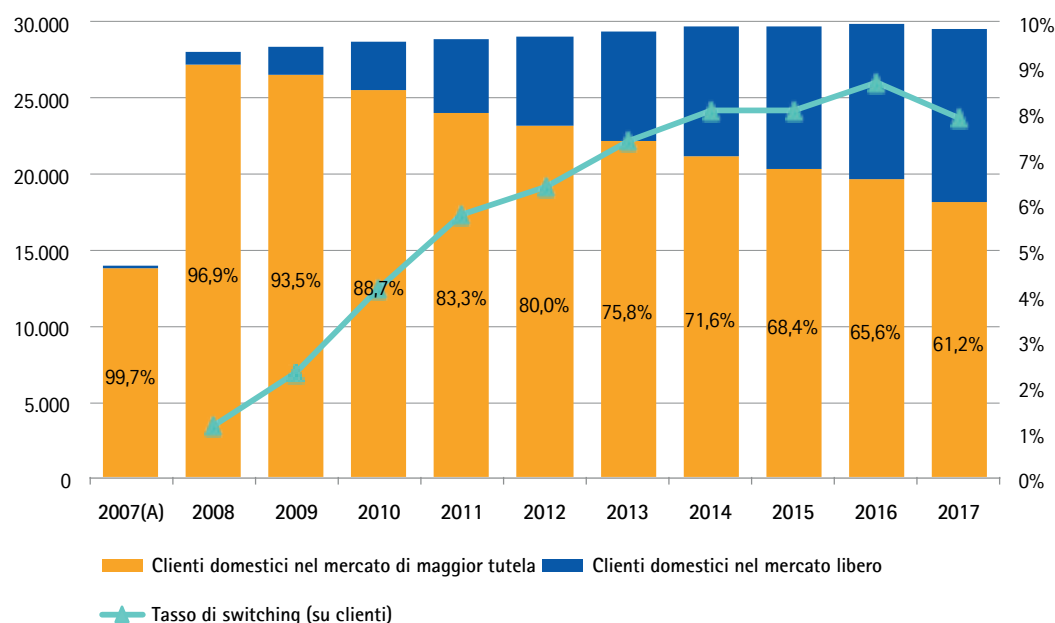


FIG. 2.13

Numero di clienti domestici che acquistano energia nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2007
Migliaia di clienti e tassi di switching in percentuale (scala destra)

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il numero dei consumatori risulta diminuito nel 2017 di circa 500.000 unità e, per la prima volta dal 2013, risulta tornato sotto i 37 milioni di unità (ma occorre sempre ricordare che i dati del 2017 sono provvisori e che questo calo potrebbe essere influenzato anche dal numero di imprese che non ha risposto all'Indagine annuale). La riduzione dei punti di prelievo è stata numericamente più ampia tra le famiglie, scese di 365.000 unità, rispetto a quella evidenziata dal settore non domestico, dove i punti sono diminuiti di 135.000 unità rispetto al 2016. In un contesto di riduzione complessiva, prosegue il percorso di spostamento dei consumatori verso il mercato libero: a fronte di 1 milione e 536.000 punti di prelievo domestici persi nel mercato tutelato rispetto al 2016, il libero infatti ne registra 1 milione e 171.000 in più.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.852 kWh/anno contro 2.119 kWh/anno, ma il differenziale nel 2017 si è ridotto rispetto a quello evidenziato nel 2016, a causa della crescita (+65 kWh) del consumo medio unitario delle famiglie servite in tutela e della contemporanea lieve diminuzione (29 kWh) del consumo medio unitario delle famiglie nel mercato libero.

Nel 2017 il servizio di salvaguardia si è leggermente ampliato: l'energia venduta è cresciuta del 2% (+0,1 TWh), anche se l'aumento è stato decisamente inferiore a quello dei due anni precedenti

(quando era cresciuto, rispettivamente, del 10,7% e del 17,4%); il numero di clienti serviti è aumentato di circa 2.000 unità. Come si vedrà più in dettaglio nelle pagine che seguono (si veda il paragrafo dedicato) l'aumento registrato nei punti di prelievo è da attribuire integralmente ai clienti allacciati in bassa tensione e tra questi, in particolare, all'illuminazione pubblica, mentre la crescita dei volumi acquistati è avvenuta per i clienti allacciati in bassa e in media tensione.

Come si è detto poco sopra, anche l'elettricità fornita sul mercato libero nel 2017 ha evidenziato una crescita: con 202 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è salito del 2,5% rispetto al 2016. Il numero dei clienti complessivamente serviti è cresciuto di 1,4 milioni di unità, più nel settore domestico (+11,4%) che nel settore non domestico (+5,7%). Il consumo medio unitario si è quindi abbassato di un altro 7%. Tale fenomeno accade ormai da molti anni: dai 25.500 kWh/anno del 2011, nel 2017 è sceso a 13.000 kWh/anno. Il costante ridimensionamento è dovuto soprattutto all'ingresso in questo mercato dei consumatori domestici, tipicamente caratterizzati da valori di prelievo medio inferiori a quelli dei consumatori non domestici (e nel tempo sempre più bassi).

Complessivamente, quindi, nel 2017 il mercato tutelato ha acquisito il 19,5% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 20,7% del 2016), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,7% (stessa quota nel 2016) e il mercato libero ne ha acquistato il 78,8% (contro il 77,6% del 2016). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a

rovesciarsi: il 58,1% dei clienti è tuttora servito in maggior tutela, il 41,6% è passato al mercato libero.

Analizzando il mercato della vendita finale sotto il profilo della tensione (Tav. 2.26), si osserva che nel 2017 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 37,9% dell'energia nel mercato di maggior tutela, l'1,2% tramite il servizio di salvaguardia e il 60,9% nel mercato libero. La porzione del mercato di maggior tutela è ovviamente più elevata (58%) 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 22,3% dell'energia sul mercato di maggior tutela, il 2,1% in salvaguardia e il 75,7% 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 (2,7%), 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 97,3% dell'elettricità utilizzata dai clienti in media tensione.

La distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Fig. 2.14) non evidenzia significativi mutamenti rispetto al 2016: 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. Le regioni che mostrano, al contrario, i valori di consumo più bassi sono la Valle d'Aosta, il Molise e la Basilicata.

In 9 regioni si è verificato un incremento nei consumi rispetto al 2016, in altrettante regioni si registra una perdita, mentre in 2 territori i consumi sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto al 2016. In particolare, si osservano riduzioni consistenti in Valle d'Aosta, Piemonte e Sardegna. Le crescite più significative, invece, si osservano in Puglia, Emilia Romagna e Toscana; una sostanziale stabilità si evidenzia per Veneto e Lazio.

TAV. 2.26

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	2016				2017			
	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE
VOLUMI								
Bassa tensione	52.693	1.481	77.617	131.791	49.979	1.520	80.294	131.793
Domestico	35.058		22.073	57.130	33.495		24.256	57.751
Non domestico	17.635	1.481	55.544	74.660	16.484	1.520	56.037	74.042
Media tensione		2.487	91.937	94.424		2.619	95.685	98.304
Alta/altissima tensione		257	27.576	27.833		169	26.162	26.331
TOTALE	52.693	4.224	197.130	254.047	49.979	4.309	202.140	256.428
PUNTI DI PRELIEVO								
Bassa tensione	23.338	83	13.867	37.288	21.455	85	15.249	36.789
Domestico	19.619		10.278	29.897	18.083		11.449	29.532
Non domestico	3.718	83	3.589	7.390	3.371	85	3.801	7.257
Media tensione		6,9	100	106		6,3	99	106
Alta/altissima tensione		0,02	1,0	1,1		0,02	1,0	1,0
TOTALE	23.338	90	13.968	37.395	21.455	91	15.349	36.895

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

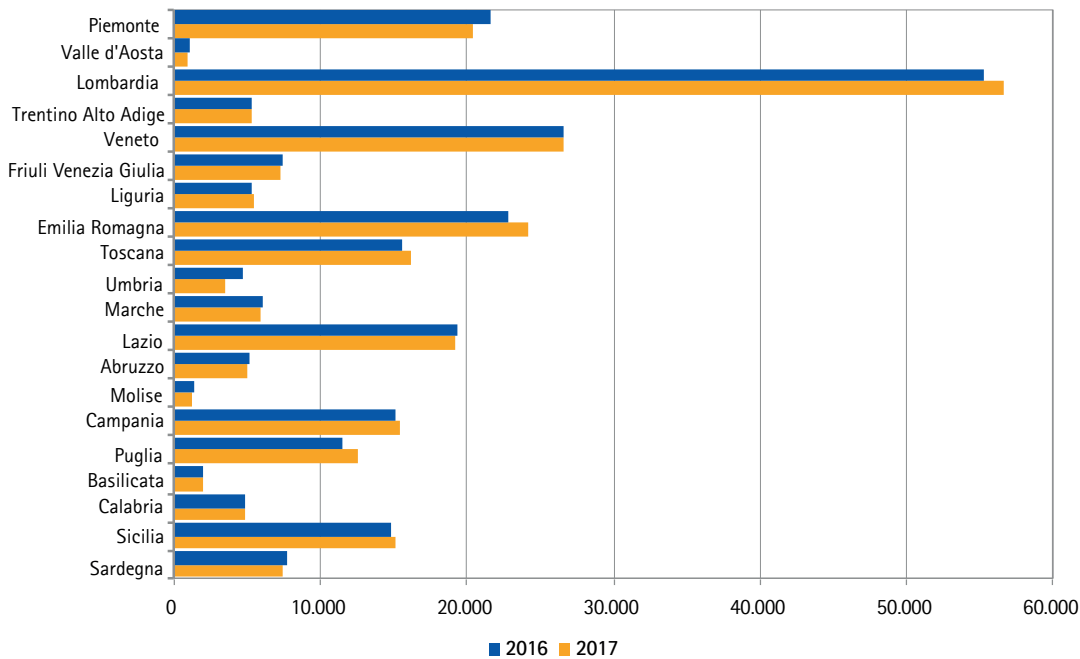


FIG. 2.14

Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione
GWH

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

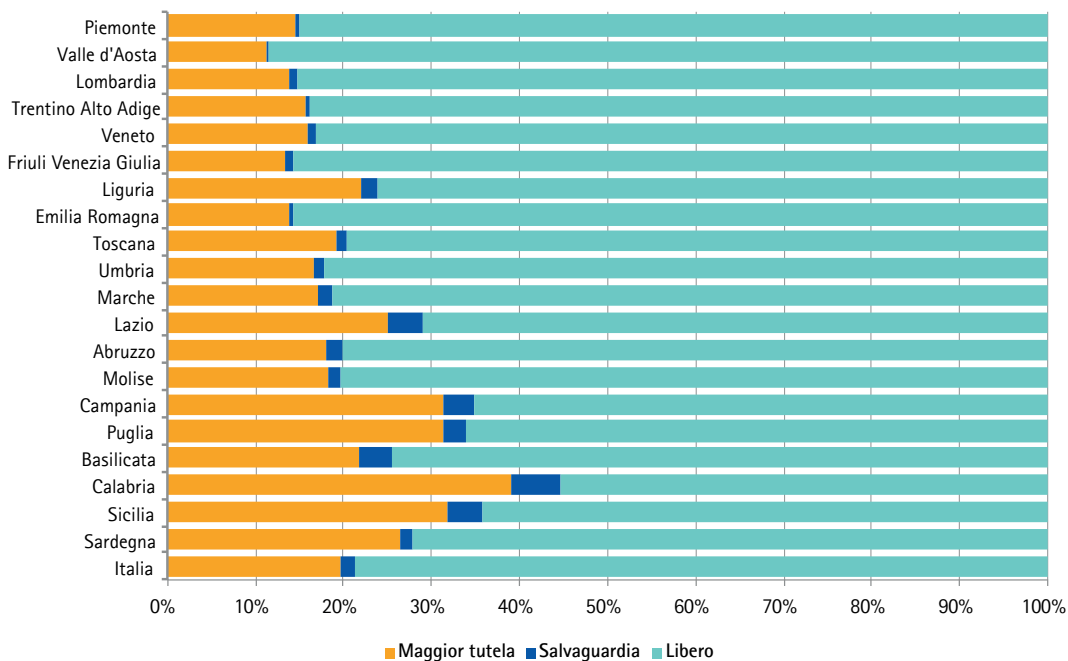


FIG. 2.15

Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione e per tipologia di mercato
Ripartizione percentuale

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.15 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale che, pur vedendo la parte del mercato libero che cresce di anno in anno, si presenta abbastanza simile al 2016: 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

19,5% nella maggior tutela, all'1,7% nella salvaguardia e al 78,8% nel libero). In particolare, Valle d'Aosta, Friuli Venezia Giulia, Umbria ed Emilia Romagna risultano i territori con le quote di mercato libero più elevate (sette punti percentuali o più sopra la media nazionale). Altro elemento nuovo rispetto al 2016 è che le regioni in cui la quota del mercato libero ha raggiunto o supera l'80% sono divenute 11 (le quattro già menzionate più Lombardia, Piemonte,

Trentino Alto Adige, Veneto, Marche, Molise e Abruzzo), tre in più rispetto all'anno precedente.

La regione Calabria mantiene, all'opposto, il primato della regione italiana con la più bassa percentuale di apertura del mercato, pari al 55,5%, seppure in lieve e costante crescita. Percentuali ridotte si riscontrano anche in Sicilia (64,3%), Campania (65,1%) e Puglia (66%).

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2017 (Tav. 2.27) presenta alcune novità rispetto allo scorso anno per l'avvicinamento dei venditori nelle varie posizioni.

L'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano resta il gruppo Enel, anche quest'anno con una quota in risalita al 37,5%

(era al 34,8% nel 2016) e sempre ben distanziata dal secondo gruppo. Con una quota complessiva del 4,5%, al secondo posto è salito il gruppo Eni che nel 2016 era in terza posizione, superando il gruppo Edison la cui quota si è fermata al 4,2%.

Il gruppo Enel mantiene la sua posizione nel mercato totale innanzitutto grazie alla sua sostanziale dominanza nel c.d. *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione: più di metà di questo mercato (il 54,6%) è infatti servito da Enel, mentre Eni, che è in seconda posizione, possiede una quota del 3,6%. Inoltre nel 2017 Enel ha mantenuto la prima posizione anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, che aveva perso nel 2013 e che ha riguadagnato nel 2016.

TAV. 2.27

Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2017
GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	POSIZIONE NEL 2014
		BT	MT	AT/AAT		
Enel	41.699	30.173	16.938	6.924	95.734	1°
Eni	3.247	1.549	5.320	1.379	11.495	3°
Edison	1.051	1.751	5.236	2.555	10.592	2°
Hera	1.186	3.141	5.191	249	9.768	4°
Metaenergia	9	1.012	7.137	282	8.440	10°
A2A	1.653	2.198	2.945	245	7.042	6°
Axpo Group	54	1.552	3.550	1.628	6.784	5°
Iren	1.245	2.119	2.876	363	6.603	12°
E.On	271	1.562	3.178	920	5.931	9°
Acea	1.987	1.555	1.565	532	5.639	7°
Duferco	54	529	2.050	2.927	5.560	16°
Green Network	140	398	2.125	2.638	5.300	17°
CVA	122	1.378	2.968	112	4.579	13°
Eviva	61	1.979	2.012	123	4.175	14°
Dolomiti Energia	598	1.522	1.825	120	4.065	15°
Gala	29	1.212	2.665	144	4.050	8°
Sorgenia	202	1.269	2.207	142	3.819	11°
Repower	0	1.881	1.690	34	3.605	18°
Alperia	250	955	1.671	103	2.979	19°
Egea	48	465	2.328	138	2.979	20°
Altri operatori	3.845	15.842	22.828	4.774	47.290	-
TOTALE OPERATORI	57.751	74.042	98.304	26.331	256.428	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2017 il livello di concentrazione del mercato totale è cresciuto: tutte le misure normalmente utilizzate per misurarlo, infatti, registrano un peggioramento rispetto al 2016. Il C3, ovvero la quota dei primi tre operatori (gruppi societari) è salita al 45,9% delle vendite complessive, mentre era al 43,6% nel 2016. Anche l'indice HHI è salito a 1.521 da 1.342 registrato nel 2016, superando la prima soglia di attenzione di 1.500. Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Infine nel 2017 occorrono 16 gruppi societari (uno in meno dello scorso anno) per superare il 75% delle vendite complessive.

Nel 2017 il 72,2% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel (73% nel 2016); con una quota del 5,6%, il secondo gruppo è Eni, mentre Acea ha mantenuto la terza posizione con il 3,4%. Complessivamente, i primi cinque operatori (A2A e Iren insieme a quelli già citati) detengono l'86,3% del settore domestico (l'86,9% nel 2016).

Prendendo a riferimento le vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 40,8%, rimane ben distanziata dal 4,2% del secondo gruppo che è risultato Hera (in seconda posizione anche nel 2016). Seguono A2A con il 3%, che nel 2016 era in quinta posizione, Iren con il 2,9% ed Eviva (ex Energetic Source) con il 2,7%.

Nel 2017 il gruppo Edison, che tradizionalmente inseguiva l'*incumbent*, è sceso di una posizione, dalla sesta alla settima, nel *mass market* (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 divenuto il quarto

gruppo con una quota del 10,2% (era al terzo posto nel 2016), così come per i clienti in media tensione è sceso in quarta posizione dalla seconda ottenuta nel 2016. Nel segmento della media tensione, è cresciuta ancora la quota del gruppo Metaenergia, passata dal 5,4% del 2016 al 7,3%. Seguono poi Eni (5,4%) ed Hera (5,3%).

Anche nelle vendite a clienti in alta o altissima tensione, dopo Enel il secondo gruppo è risultato Duferco (al quarto posto nel 2016), con la quota dell'11,6%, seguito a breve distanza da Green Network (10,5%) ed Edison (10,2%).

Sulla base dei dati forniti dai distributori, nel 2017 lo *switching* dei clienti nel mercato elettrico è stato più ampio rispetto all'anno precedente. Complessivamente, quasi 3,8 milioni di clienti (83.000 punti in più del 2016), cioè il 10,3%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. In termini di volumi essi corrispondono quasi al 33% del totale dell'energia distribuita (Tav. 2.28).

Più in dettaglio, nel 2017 hanno cambiato fornitore il 7,9% delle famiglie (cioè 2 milioni e 326.000 punti di prelievo), corrispondente a una quota di energia dell'11,6% e il 19,7% (cioè poco più di 1,4 milioni) dei clienti non domestici allacciati in bassa tensione, corrispondente a una quota di energia pari al 34,1%. Il numero di famiglie che ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno è leggermente diminuito rispetto al 2016 (quando circa 2,5 milioni di clienti domestici passarono a un altro fornitore), ma in termini di volumi il tasso di *switching* è cresciuto.

Al contrario di quanto accaduto negli anni più recenti, nel 2017 (Fig. 2.16) il livello di *switching* del settore non domestico in media e in alta tensione ha ripreso vivacità sia in termini di punti di prelievo, sia di energia.

TAV. 2.28

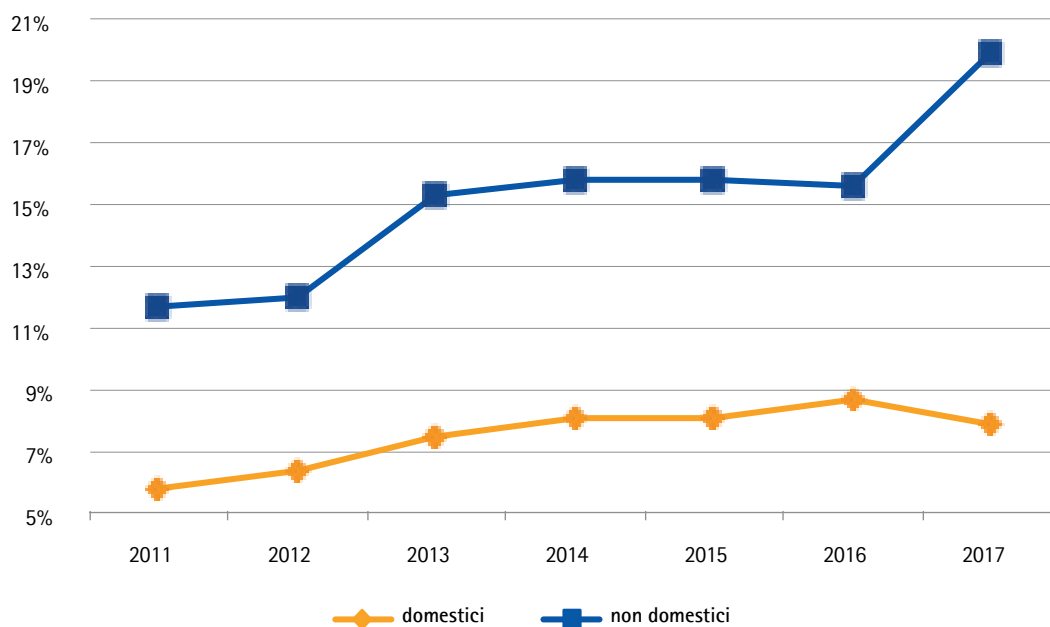
Tassi di *switching* dei clienti finali

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2016		2017	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	10,5%	8,7%	11,6%	7,9%
Non domestico:	28,0%	15,6%	38,4%	19,9%
di cui:				
- bassa tensione	26,8%	15,5%	34,1%	19,7%
- media tensione	33,5%	27,4%	46,9%	38,1%
- alta e altissima tensione	17,0%	17,6%	26,2%	22,2%
TOTALE	24,2%	10,1%	32,6%	10,3%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.16

Tassi di switching dal 2011



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il 38,1% dei clienti in media tensione ha cambiato fornitore, 11.500 punti in più del 2016, corrispondenti al 46,9% dei volumi. Un po' meno elevati, ma comunque molto significativi i tassi di cambiamento di fornitore per i clienti in alta o altissima tensione: 22,2% in termini di punti di prelievo e 26,2% in termini di energia.

Servizio di maggior tutela

I consumatori domestici e le piccole imprese²⁶ 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 2017 sono stati venduti, nel mercato di maggior tutela, 50 TWh a circa 21,5 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2016, i consumi sono scesi di 2,7 TWh (-5,2%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 1,9 milioni di unità (-8,1%) (Tav. 2.29).

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 disposizioni in materia. Così, lo scorso anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,5 milioni di clienti domestici (7,8% del totale) e 0,3 milioni di clienti con altri usi (-9,4%). Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1 milione, -6,6%) è proporzionalmente inferiore a quella dei non residenti (0,5 milioni, -11,8%).

Poiché, in generale, nel 2017 i consumi elettrici sono lievemente aumentati rispetto all'anno precedente, le riduzioni nelle quantità vendute (-4,5% per i domestici e -6,9% per gli altri usi) sono state inferiori a quelle dei punti serviti (-7,8% domestici, -9,4% altri usi). Risulta in controtendenza l'illuminazione pubblica, per la quale si registra un aumento del servizio di maggior tutela sia in termini di punti serviti (+9,4%) che di energia (+9,6%); occorre comunque considerare che si tratta di un settore di consumo abbastanza marginale. Sono rimaste praticamente immutate, rispetto al 2016, le quote delle varie categorie sul consumo totale (Fig. 2.17). Il 66,6% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (33,5 TWh) che, in termini di numerosità (18,1 milioni di punti di prelievo),

²⁶ 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.

rappresenta l'84,3% del totale (sceso complessivamente a 21,5 milioni di punti di prelievo).

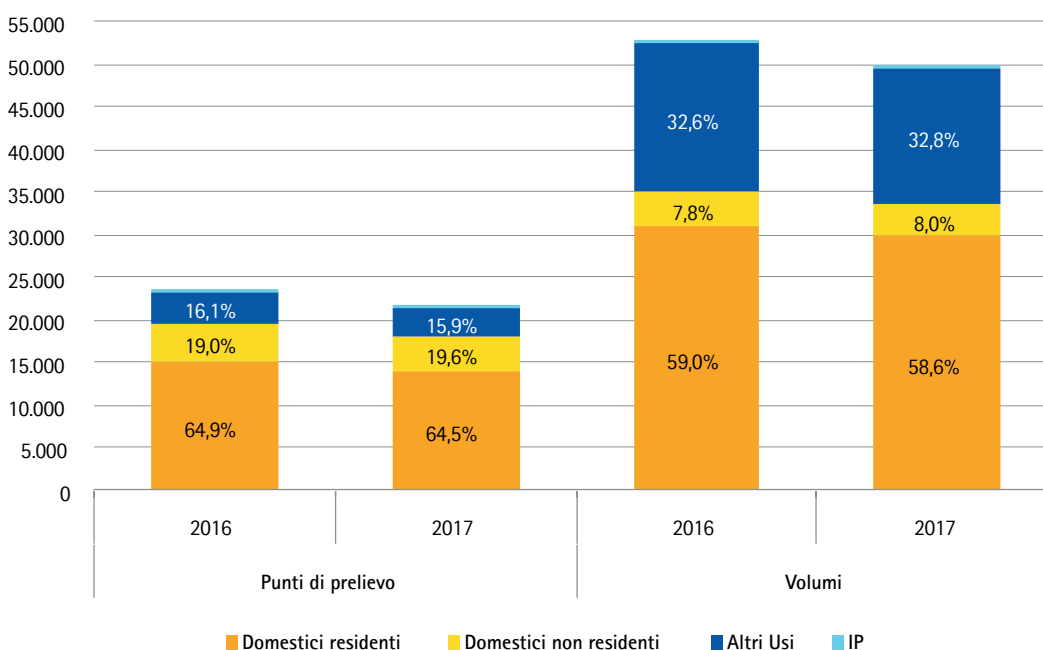
Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti rappresentano il 77,7% dei punti di prelievo e l'88,8% dei consumi. Il 92,4% dei residenti ha un contratto con potenza sino a 3 kW.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel servizio di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme riguardano il 97,1% dei punti di prelievo (Tav. 2.30).

Quasi tutti i clienti domestici (97%) pagano la tariffa bioraria obbligatoria (Tav. 2.31), vale a dire la condizione economica che varia per fascia oraria nella giornata e che, a partire dall'1 luglio 2010, viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato; solo l'1,8% dei clienti paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 1,2% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2015	2016	VARIAZIONE	2015	2016	VARIAZIONE
Domestici	35.058	33.495	-4,5%	19.619	18.083	-7,8%
Residenti	30.859	29.760	-3,6%	15.048	14.052	-6,6%
Non residenti	4.199	3.735	-11,1%	4.572	4.031	-11,8%
Illuminazione pubblica	368	403	9,6%	18	20	9,4%
Altri usi	17.267	16.081	-6,9%	3.700	3.352	-9,4%
Fino a 16,5 kW	9.094	8.418	-7,4%	3.439	3.118	-9,3%
Oltre 16,5 kW	8.174	7.663	-6,3%	262	234	-10,5%
TOTALE	52.693	49.979	-5,2%	23.338	21.455	-8,1%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.29

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

FIG. 2.17

Consumi e clienti serviti in maggior tutela nel 2017

GWh e quote percentuali

TAV. 2.30

Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2017

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Monoraria	968	1,9%	292	1,4%
Bioraria volontaria	15.837	31,7%	3.287	15,3%
Bioraria obbligatoria	695	1,4%	331	1,5%
Multioraria	32.478	65,0%	17.544	81,8%
TOTALE	49.979	100,0%	21.455	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.31

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2017

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Domestici residenti fino a 3 kW	25.679	51,4%	12.986	60,5%
Monoraria	243	0,5%	133	0,6%
Bioraria volontaria	466	0,9%	228	1,1%
Bioraria obbligatoria	24.970	50,0%	12.626	58,8%
Domestici residenti oltre 3 kW	4.081	8,2%	1.066	5,0%
Monoraria	62	0,1%	16	0,1%
Bioraria volontaria	137	0,3%	36	0,2%
Bioraria obbligatoria	3.883	7,8%	1.013	4,7%
Domestici non residenti	3.735	7,5%	4.031	18,8%
Monoraria	50	0,1%	65	0,3%
Bioraria volontaria	59	0,1%	61	0,3%
Bioraria obbligatoria	3.625	7,3%	3.905	18,2%
Illuminazione pubblica	403	0,8%	20	0,1%
Monoraria	399	0,8%	19	0,1%
Multioraria	4	0,0%	0	0,0%
Altri usi fino a 16,5 kW	8.418	16,8%	3.118	14,5%
Monoraria	143	0,3%	56	0,3%
Bioraria	17	0,0%	5	0,0%
Multioraria	8.258	16,5%	3.056	14,2%
Altri usi oltre 16,5 kW	7.663	15,3%	234	1,1%
Monoraria	72	0,1%	2	0,0%
Bioraria	16	0,0%	0	0,0%
Multioraria	7.574	15,2%	231	1,1%
TOTALE	49.979	100,0%	21.455	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La porzione di clienti domestici a tariffa bioraria obbligatoria è aumentata dello 0,8% rispetto allo scorso anno, quella dei clienti con bioraria volontaria è sostanzialmente invariata, mentre quella dei clienti con tariffa monoraria si è ridotta dello 0,6%. Quest'ultima è rimasta invece stabile al 2,3% per i non domestici, dopo i forti cali degli anni precedenti 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%).

Nel 2017 il consumo medio unitario del cliente domestico è salito a 1.852 kWh/anno (Tav. 2.32), dai 1.787 kWh registrati nel 2016, ritornando quindi sui livelli del 2015 (1.869 kWh).

Considerando che gran parte (71,8%) 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 1.977 kWh/anno, un valore di 55 kWh superiore a quello osservato nel 2016.

TAV. 2.32

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %	CONSUMO MEDIO
Domestici residenti fino a 3 kW	25.679	76,7%	12.986	71,8%	1.977
0-1.000 kWh	1.377	4,1%	2.569	14,2%	536
1.000-1.800 kWh	5.150	15,4%	3.636	20,1%	1.416
1.800-2.500 kWh	6.550	19,6%	3.065	16,9%	2.137
2.500-3.500 kWh	7.320	21,9%	2.498	13,8%	2.930
3.500-5.000 kWh	4.157	12,4%	1.029	5,7%	4.039
5.000-15.000 kWh	1.100	3,3%	188	1,0%	5.862
> 15.000 kWh	25	0,1%	1	0,0%	36.467
Domestici residenti oltre 3 kW	4.081	12,2%	1.066	5,9%	3.830
0-1.000 kWh	34	0,1%	64	0,4%	526
1.000-1.800 kWh	146	0,4%	100	0,6%	1.458
1.800-2.500 kWh	322	1,0%	148	0,8%	2.176
2.500-3.500 kWh	754	2,3%	251	1,4%	3.003
3.500-5.000 kWh	1.145	3,4%	274	1,5%	4.176
5.000-15.000 kWh	1.523	4,5%	222	1,2%	6.875
> 15.000 kWh	158	0,5%	7	0,0%	23.102
Domestici non residenti	3.735	11,2%	4.031	22,3%	926
0-1.000 kWh	939	2,8%	2.887	16,0%	325
1.000-1.800 kWh	763	2,3%	568	3,1%	1.343
1.800-2.500 kWh	504	1,5%	238	1,3%	2.114
2.500-3.500 kWh	494	1,5%	169	0,9%	2.929
3.500-5.000 kWh	398	1,2%	97	0,5%	4.109
5.000-15.000 kWh	478	1,4%	66	0,4%	7.198
> 15.000 kWh	159	0,5%	6	0,0%	27.075
TOTALE DOMESTICI	33.495	100%	18.083	100%	1.852

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Più elevato, pari a 3.830 kWh, e anch'esso in aumento, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che lo scorso anno era pari a 3.703 kWh; in aumento è anche il consumo medio dei non residenti, che nel 2017 è salito a 926 kWh dai 918 kWh dell'anno precedente.

Si osserva, inoltre, che nell'ambito dei residenti con potenza fino a 3 kW, che come detto rappresentano la categoria più numerosa (71,8%) 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, la stragrande maggioranza (84%) appartiene alle quattro classi di consumo medio-grandi (da 1.800 a 15.000 kWh/anno); occorre comunque considerare che queste classi rappresentano solo il 4,9% 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 71,6% di tali clienti cade nella prima classe (meno di 1.000 kWh/anno) e l'85,7% non supera i 1.800 kWh/anno.

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2017

olumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh

TAV. 2.33

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2017

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	1.841	996	196	298	2.037	1.294
Valle d'Aosta	51	27	22	39	73	66
Lombardia	4.808	2.377	449	459	5.257	2.835
Trentino Alto Adige	478	246	62	92	540	338
Veneto	2.707	1.175	241	256	2.948	1.430
Friuli Venezia Giulia	668	338	59	79	727	417
Liguria	724	436	129	220	853	657
Emilia Romagna	2.031	948	219	245	2.250	1.194
Toscana	1.792	857	280	263	2.072	1.120
Umbria	354	166	45	42	399	208
Marche	613	310	65	83	678	393
Lazio	2.651	1.258	408	340	3.060	1.597
Abruzzo	544	280	78	135	621	415
Molise	140	80	19	37	159	117
Campania	2.832	1.259	280	234	3.112	1.493
Puglia	2.153	996	311	316	2.464	1.312
Basilicata	256	141	28	46	284	188
Calabria	1.097	507	180	240	1.277	747
Sicilia	2.827	1.197	473	435	3.300	1.632
Sardegna	1.194	457	190	173	1.384	630
ITALIA	29.760	14.052	3.735	4.031	33.495	18.083

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

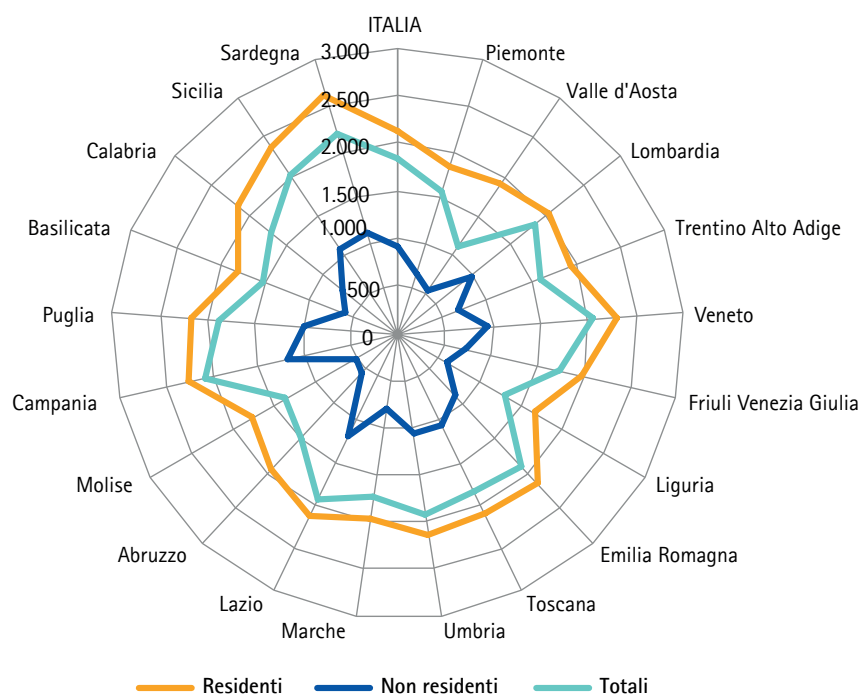
La tavola 2.33 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela, sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori. La Lombardia rappresenta la regione più importante: qui, infatti, è localizzato il 15,7% dei punti che acquista un'identica quota dell'energia venduta. Seguono per numerosità di punti (ma le quote sono simili anche per le vendite): la Sicilia (9%), il Lazio (8,8%), la Campania (8,3%), il Veneto (7,9%), la Puglia (7,3%) e il Piemonte (7,2%). Undici regioni presentano una quota di punti di prelievo compresa tra l'1% e il 6,6%, 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 Valle d'Aosta, Liguria, Abruzzo, Calabria e Molise sono le regioni con la quota maggiore di non residenti (intorno al 33%, tranne la Valle d'Aosta in cui raggiunge

il 59%). Al contrario, Campania, Lombardia, Veneto e Friuli Venezia Giulia sono le regioni in cui la quota di clienti non residenti è più bassa e compresa tra il 16% e il 19%.

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 494 kWh alla media nazionale. Viceversa, la regione con il consumo unitario dei residenti più basso è la Liguria, dove si acquistano 460 kWh in meno della media nazionale. Altre regioni che mostrano valori sensibilmente differenti dalla media nazionale sono la Sicilia (+244 kWh) e il Veneto (+187 kWh) in positivo, mentre si discostano in negativo il Molise (-361 kWh), la Basilicata (-306 kWh), il Piemonte (-270 kWh) e la Valle d'Aosta (215 kWh).

FIG. 2.18

Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2016
KWh/anno



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il confronto tra i consumi medi dei clienti con prezzo monorario e quelli dei clienti con prezzo biorario non mostra differenze particolarmente rilevanti, con l'eccezione della classe più piccola (fino a 1.000 kWh, Tav. 2.34), per la quale i clienti con condizione bioraria acquistano

in media il 29% in più di quelli con tariffa monoraria, nonché di quella più grande (oltre 15.000 kWh), per la quale si registra la situazione opposta: i consumi unitari dei clienti a condizione bioraria risultano inferiori del 23% a quelli dei clienti con trattamento monorario.

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
Monoraria	354	213	1.661
0-1.000 kWh	29	88	332
1.000-1.800 kWh	60	44	1.377
1.800-2.500 kWh	70	33	2.112
2.500-3.500 kWh	79	27	2.904
3.500-5.000 kWh	57	14	4.050
5.000-15.000 kWh	49	7	6.807
> 15.000 kWh	11	0	32.827
Bioraria (obbligatoria o volontaria)	33.140	17.870	1.855
0-1.000 kWh	2.321	5.433	427
1.000-1.800 kWh	5.999	4.261	1.408
1.800-2.500 kWh	7.305	3.418	2.137
2.500-3.500 kWh	8.489	2.891	2.937
3.500-5.000 kWh	5.643	1.386	4.071
5.000-15.000 kWh	3.052	468	6.516
> 15.000 kWh	332	13	25.347
TOTALE	33.495	18.083	1.852

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.34

Clients domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2017

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumi medi in kWh

Per quanto riguarda i clienti non domestici nel servizio di maggior tutela, la tavola 2.35 propone la ripartizione dei volumi (16 TWh) e dei punti di prelievo (circa 3,4 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica (esclusa l'illuminazione pubblica), suddivisi per classe di consumo.

Come nel 2016, circa un quinto (19,6%) dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (<5 MWh/anno), che costituiscono l'80,6% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende l'8,8% dei punti di prelievo e assorbe il 12,9% dell'elettricità venduta. Pertanto l'89,6% 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 rappresentano il 93% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e il 52,4% dei consumi. I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW sono solo il 7% di tali consumatori, ma assorbono il 47,6% delle vendite. Questi clienti sono ovviamente caratterizzati da consumi annui più elevati: la metà dei relativi 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 2016, è illustrata nella tavola 2.36. Anche in questo caso la Lombardia risulta la regione più importante in termini sia di numero di punti di prelievo (12,5%) che di volumi acquistati (15,4%) del totale nazionale. Molto rilevanti sono anche Lazio, Sicilia, Campania e Puglia, che contano ciascuna circa il 10%

del totale nazionale, in termini sia di punti di prelievo che di energia acquistata. Seguono, a breve distanza, Emilia Romagna, Veneto, Toscana e Piemonte, con quote intorno al 7%.

Anche per gli altri usi si osservano valori di consumo pro-capite regionali non troppo distanti dalla media nazionale, nel 2017 salita a 4.798 kWh dai 4.667 kWh del 2016. Fanno eccezione, per i valori elevati la Lombardia, il Veneto, il Lazio e la Campania, con consumi medi maggiori del dato nazionale, rispettivamente, di 1.090, 527 e 452 kWh. Al contrario, i valori più bassi si osservano nelle regioni più piccole, ovvero Molise, Valle d'Aosta, Liguria e Basilicata, dove il consumo unitario è molto inferiore al valore nazionale (rispettivamente di 915, 1.349, 1.429 e 1.542 kWh), come si può osservare nella figura 2.19. Il consumo medio, tuttavia, risulta molto diverso a seconda della potenza: quello dei soggetti con potenza impegnata fino a 16,5 kW, infatti, è pari a 2.700 kWh, mentre quello dei soggetti con potenza superiore a 16,5 kW risulta pari a 32.737 kWh (Tav. 2.36), entrambi in aumento rispetto ai corrispondenti valori del 2016 (2.645 kWh e 31.246 kWh, rispettivamente). Nell'ambito di tali tipologie, la variabilità territoriale tende a rimanere quella descritta in termini generali.

Anche tra gli altri usi la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98,1% dei punti di prelievo e al 98,5% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda l'1,8% dei punti di prelievo e l'1,3% dell'energia. Ancora più marginali sono le quote della tariffa bioraria, con le quali viene fatturato lo 0,2% dei clienti e dell'energia acquistata.

TAV. 2.35

Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2017

Volumi in GWh; 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	3.057	2.661	1.149	89	42	2.137	3.146	2.703
5-10 MWh	1.845	266	6.941	223	30	7.490	2.068	296
10-15 MWh	1.085	89	12.127	313	25	12.509	1.398	114
15-20 MWh	751	44	17.202	368	21	17.517	1.119	65
20-50 MWh	1.525	55	27.862	2.345	72	32.532	3.870	127
50-100 MWh	141	2	58.984	2.195	32	68.770	2.337	34
100-500 MWh	11	0	144.883	2.009	12	161.073	2.021	13
500-2.000 MWh	2	0	769.239	108	0	717.005	110	0
2.000-20.000 MWh	0	0	12.178.600	12	0	3.932.155	12	0
20.000-50.000 MWh	-	-	-	1	0	30.303.588	1	0
TOTALE	8.418	3.118	2.700	7.663	234	32.737	16.081	3.352

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

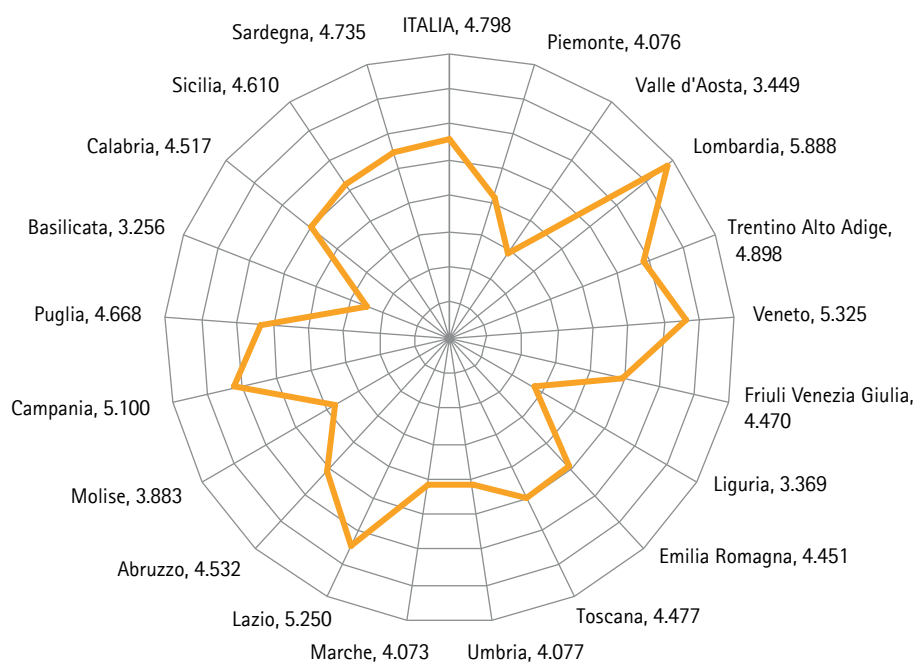
REGIONI	FINO A 16,5 kW		OLTRE 16,5 kW		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	486	207	420	15	905	222
Valle d'Aosta	21	10	16	1	37	11
Lombardia	1.070	379	1.406	42	2.476	421
Trentino Alto Adige	164	54	122	4	287	59
Veneto	587	216	672	20	1.259	237
Friuli Venezia Giulia	121	49	118	4	239	53
Liguria	220	103	143	5	363	108
Emilia Romagna	539	227	552	18	1.091	245
Toscana	516	215	519	16	1.035	231
Umbria	91	40	84	3	175	43
Marche	154	74	169	6	323	79
Lazio	912	305	812	24	1.724	328
Abruzzo	153	58	129	5	282	62
Molise	41	16	26	1	68	17
Campania	1.015	304	612	15	1.627	319
Puglia	753	287	679	20	1.432	307
Basilicata	74	38	57	2	131	40
Calabria	339	124	259	8	598	132
Sicilia	852	305	638	18	1.490	323
Sardegna	309	107	231	7	540	114
ITALIA	8.418	3.118	7.663	234	16.081	3.352

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.36

Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2017

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.19

Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2017

KWh/anno

Relativamente all'illuminazione pubblica servita in maggior tutela, nella tavola 2.37 è indicata la ripartizione dei volumi (403 GWh) e dei punti di prelievo (circa 20.000). Questa tipologia di utilizzo è l'unica, come si è visto nelle pagine precedenti, che nel corso del 2017 ha visto aumentare sia il numero di punti di prelievo (+9,4%) che i consumi (+9,6). Il consumo medio unitario, pari a 20.488 kWh, è rimasto sostanzialmente stabile (20.447 kWh nel 2016).

Poco più della metà dei punti di prelievo (52,7%) ricade nelle prime due classi di consumo, che insieme acquisiscono l'8,2% dei volumi venduti. Ben il 76,7% dell'energia venduta per illuminazione pubblica riguarda i punti di prelievo che si collocano nelle tre classi di consumo comprese tra 20 e 500 MWh, che insieme rappresentano il 31,2% di tutti i punti di prelievo dell'illuminazione pubblica.

Nella figura 2.20 si può osservare la ripartizione per regioni dell'energia acquistata, tramite il servizio di maggior tutela,

per l'illuminazione pubblica nel 2016 e nel 2017. Nel grafico, le regioni sono presentate in ordine decrescente di popolazione.

I volumi maggiori si osservano in Campania (67 GWh), seguita dalla Lombardia (56 GWh), dalla Puglia (46 GWh) e dalla Calabria (42 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 ad eccezione del Friuli Venezia Giulia. A livello nazionale si riscontra un aumento del 9,6% rispetto all'anno precedente, ma tale risultato discende da comportamenti molto differenziati: da un lato, le regioni con diminuzioni considerevoli, comprese tra 12% e 50% (in ordine Umbria, Emilia Romagna, Sardegna, Molise, Abruzzo, Trentino Alto Adige, Valle d'Aosta); dall'altro le regioni con aumenti rilevanti, compresi tra il 12% e il 66% (in ordine Puglia, Marche, Piemonte, Toscana, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Basilicata, Veneto). Ovviamente una visione complessiva richiede l'unione di quanto sopra con l'evoluzione di questo segmento di consumo nel mercato libero.

TAV. 2.37

Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2017

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE %	CONSUMO MEDIO
<5 MWh	13	3,2%	8	38,6%	1.711
5-10 MWh	20	5,0%	3	14,1%	7.250
10-15 MWh	23	5,6%	2	9,4%	12.372
15-20 MWh	23	5,7%	1	6,7%	17.441
20-50 MWh	129	32,0%	4	20,3%	32.347
50-100 MWh	115	28,5%	2	8,6%	67.933
100-500 MWh	65	16,2%	0	2,3%	147.344
500-2.000 MWh	10	2,5%	0	0,1%	767.483
2.000-20.000 MWh	5	1,2%	0	0,0%	4.113.197
20.000-50.000 MWh	403	100%	20	100%	20.488
TOTALE	13	3,2%	8	38,6%	1.711

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

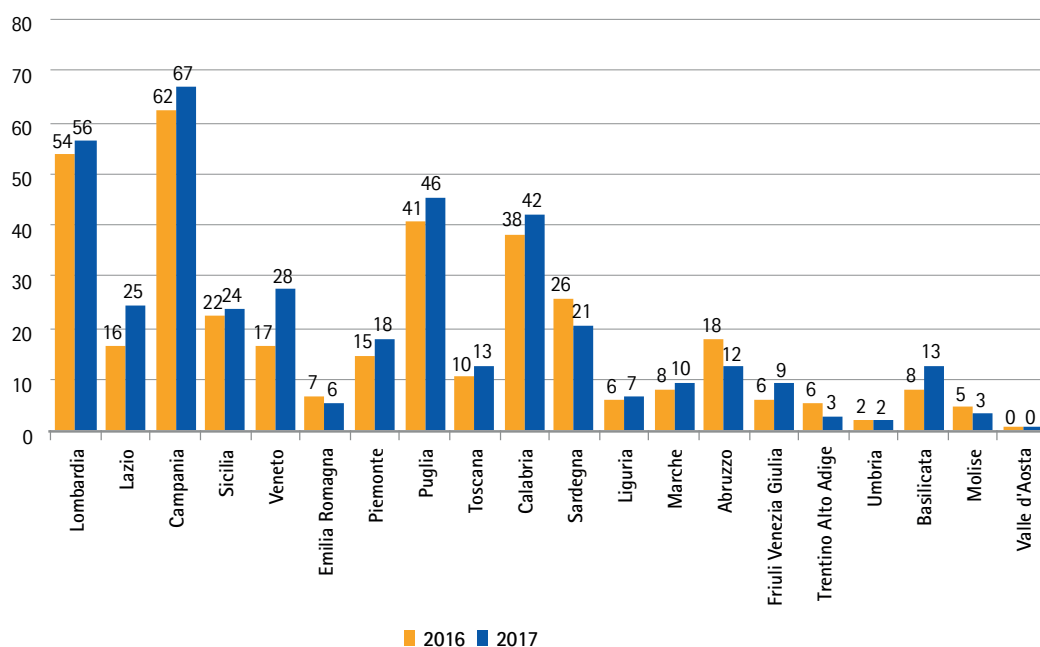


FIG. 2.20

Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione
GWh

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere il servizio di maggior tutela nel 2017 sono 132, uno in più rispetto al 2016. Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è apparentemente salito di una unità rispetto al 2016, ma soltanto a causa del fatto che Eni ha ceduto l'attività di vendita di maggior tutela alla propria controllata Eni Gas e Luce a partire dall'1 luglio 2017. Pertanto, per la prima metà dell'anno la gestione dell'attività risulta in capo a Eni, mentre per la seconda metà è in capo a Eni Gas e Luce. Dei 132 operatori, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 128 esercenti²⁷.

Le operazioni societarie più rilevanti che sono avvenute nel corso del 2017 tra gli esercenti il servizio di maggior tutela sono le seguenti:

- con decorrenza 1 gennaio 2017 Enel Servizio Elettrico ha cambiato ragione sociale in Servizio Elettrico Nazionale;
- è proseguita la riorganizzazione del servizio nella provincia di Bolzano dove, con decorrenza 1 gennaio 2017, Alperia Energy ha acquisito l'attività relativa ai comuni di Laces, Valle Aurina, Parcines, Lagundo e Naturno che è stata ceduta, rispettivamente, da Azienda Servizi Municipalizzati Laces, Innerbichler Franz e Comune di Parcines;

- nella stessa provincia di Bolzano e con la medesima decorrenza, Servizio Elettrico Nazionale ha ceduto l'attività relativa ai comuni di Curon Venosta, Malles Venosta, Tubre, Glorenza, Sluderno e Lasa al Consorzio Energetico Val Venosta;
- con decorrenza 31 marzo 2017 Acegas-Aps Service ha modificato la propria ragione sociale in EnergiaBaseTrieste;
- come appena detto, inoltre, con decorrenza 1 luglio 2017 Eni ha trasferito l'attività alla sua controllata Eni Gas e Luce.

All'inizio del 2018, con decorrenza dall'1 gennaio, sono avvenute inoltre le seguenti operazioni:

- EnergiaBaseTrieste ha come unico socio Hera Comm anziché AcegasApsAmga;
- Eni Gas e Luce ha ceduto la sua attività a EnergiaBaseTrieste;
- Alperia Energy ha acquisito l'attività di Hofer Ernst Azienda Elettrica e di Servizio Elettrico Nazionale, limitatamente a 91 comuni della provincia di Bolzano;
- Dolomiti Energia ha acquisito l'attività svolta dal Comune di Isera (TN) nel proprio territorio comunale.

²⁷ Non hanno risposto all'Indagine quattro operatori: si tratta dei Comuni di Pacentro, di Anversa degli Abruzzi e di Rocca Pia, oltre che dell'impresa Hofer Ernst Azienda Elettrica.

La concentrazione nel mercato della maggior tutela è cresciuta marginalmente rispetto al 2016. La quota del principale esercente, Enel Servizio Elettrico, è salita di due decimi di punto percentuale, dall'86,3% del 2016 all'86,5% del 2017; seguono Acea Energia (4,9%, nel 2016 era il 4,7%), A2A Energia (3,1%, nel 2016 era 3,2%) e Iren Mercato (1,1%, come nel 2016). Come lo scorso anno, gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%. Gli esercenti che non

espansione per il numero dei clienti, mentre per l'energia venduta l'ampliamento ha subito negli anni alcune battute d'arresto.

Indipendentemente dalle quantità vendute, si registra da anni un costante sviluppo nel numero di imprese attive, seppure a tassi via via decrescenti. Il 2017 rappresenta, da questo punto di vista, una lieve eccezione: in base alle risposte ottenute dall'Indagine

TAV. 2.38

Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2017

Volumi in GWh

RAGIONE SOCIALE	2017	QUOTA	POSIZIONE NEL 2015
Servizio Elettrico Nazionale	43.251	86,5%	1°
Acea Energia	2.441	4,9%	2°
A2A Energia	1.563	3,1%	3°
Iren Mercato	547	1,1%	4°
Dolomiti Energia	310	0,6%	5°
Hera Comm	228	0,5%	6°
Energiabasetrieste	195	0,4%	7°
Alperia Energy.	175	0,3%	8°
Cva Trading	105	0,2%	10°
AgsM Energia	96	0,2%	9°
AIM Energy	94	0,2%	11°
Amet	87	0,2%	12°
Asm Vendita E Servizi	49	0,1%	14°
Linea Più	47	0,1%	15°
Azienda Pubbliservizi Brunico	46	0,1%	16°
Altri esercenti	744	1,5%	-
TOTALE	49.979	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,5% del servizio di maggior tutela, come l'anno precedente (Tav. 2.38). Misurata con l'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori), la concentrazione passa dal 94,2% del 2016 al 94,5%, mentre l'indice HHI sale da 7.480 a 7.525 (si ricorda che il valore di 10.000 indica concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore).

Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2017 sono stati venduti 202,1 TWh, il 2,5% in più del 2016, a 15,3 milioni di clienti, cresciuti del 9,9% rispetto al 2016. Il mercato libero è in costante

annuale sui settori regolati, il numero di venditori attivi risulta salito solo di 4 unità (+1%) che, come si vede dalla tavola 2.39, rappresenta un punto di minimo nel ritmo di crescita degli ultimi anni. La concomitante espansione del mercato ha portato quindi il volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato a una lievissima risalita, dopo una serie ininterrotta di riduzioni. Nel 2017, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 491 GWh, pertanto non inferiore ai 486 GWh registrati nel 2016 che restano il valore storicamente più basso rilevato sinora (equivalente al 36% di quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato).

Rispetto al 2016, il numero di grandi venditori (cioè con vendite superiori a 10 TWh) è diminuito di un'unità, ma tale diminuzione è

TAV. 2.39

Attività dei venditori nel periodo 2010-2016 per classe di vendita

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Numero di esercenti in maggior tutela	137	136	136	136	135	131	132
Numero di venditori attivi	196	230	275	320	370	406	410
Oltre 10 TWh	3	2	3	2	3	3	2
5-10 TWh	9	8	7	7	7	6	8
1-5 TWh	19	23	23	23	26	23	21
0,1-1 TWh	63	56	60	66	63	70	73
Fino a 0,1 TWh	102	141	182	222	271	304	306
Volume venduto (TWh)	196,1	189,5	189,7	186,6	195,3	197,1	202,1
Oltre 10 TWh	70,9	55,4	62,6	53,4	62,4	62,9	61,1
5-10 TWh	63,0	59,5	45,0	48,4	45,8	39,0	51,6
1-5 TWh	34,4	50,0	56,7	58,7	60,7	64,8	57,9
0,1-1 TWh	25,7	21,8	22,2	22,7	22,4	25,8	26,5
fino a 0,1 TWh	2,0	2,8	3,1	3,3	3,9	4,6	5,1
Volume medio unitario (GWh)	1.000	824	690	583	528	486	493
Oltre 10 TWh	23.643	27.694	20.853	26.700	20.798	20.955	30.546
5-10 TWh	7.002	7.439	6.434	6.918	6.538	6.508	6.447
1-5 TWh	1.811	2.174	2.467	2.553	2.336	2.819	2.757
0,1-1 TWh	408	389	371	344	356	368	363
fino a 0,1 TWh	20	20	17	15	15	15	17

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

dovuta unicamente al fatto che dall'1 luglio 2017 Eni Gas e Luce ha acquisito parte dell'attività di vendita da Eni. Pertanto le vendite di Eni sono scese al di sotto del valore soglia di 10 TWh. Sommando le vendite di Eni con quelle di Eni Gas e Luce (che si colloca nella terza classe di venditori), si ottiene un valore di vendite superiore a 11 TWh che ricollocherebbe la società nella prima classe di venditori. La classe di soggetti con vendite tra 5 e 10 TWh è cresciuta di 2 unità per via dell'ingresso di quattro nuovi soggetti e l'uscita di due; oltre a Eni, proveniente dalla classe superiore, sono entrati Iren Mercato, Duferco Energia e Green Network, tutti provenienti dalla classe con vendite comprese tra 1 e 5 TWh; sono uscite, invece, Sorigenia e Gala, entrambe scivolose nella classe inferiore.

L'incremento numericamente più consistente delle imprese di vendita è avvenuto nella penultima classe di operatori (quelli con vendite tra 0,1 e 1 TWh), dove il numero di venditori è salito di tre unità. Anche nell'ultima classe si registrano due venditori in più rispetto al 2016.

La porzione di mercato soddisfatta da queste ultime due classi nel 2017 è pari al 15,6%, mentre nel 2016 era pari al 15,4%. Anche nel

2017, come già nel 2016, si è avuta una minima erosione di quote di mercato da parte dei venditori di più piccole dimensioni a svantaggio dei venditori di dimensione più ampia. In effetti, le prime tre classi di operatori (ovvero le prime 31 imprese, corrispondenti al 7,6% dei venditori attivi) hanno coperto l'84,4% delle vendite complessive del 2017; le stesse cifre, calcolate nel 2016, erano, rispettivamente, pari a 7,9% e a 84,6%.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (Tav. 2.40) mostra un aumento di quasi 1,4 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto quasi unicamente ai clienti domestici, anche se un discreto aumento si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi in bassa tensione (+7,5%). Le famiglie servite nel mercato libero sono aumentate di 1.381.000 unità, ovvero dell'11,4% rispetto al 2016; 249.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità per altri usi in bassa tensione.

I clienti in media tensione sono invece lievemente diminuiti (-0,2%) e tra questi una nuova riduzione ha interessato i punti di illuminazione

TAV. 2.40

Mercato libero per tipologia di cliente e tensione

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2016	2017	VARIAZIONE	2016	2017	VARIAZIONE
Bassa tensione	77.617	80.294	3,4%	13.867	15.249	10,0%
Domestico	22.073	24.256	9,9%	10.278	11.449	11,4%
Illuminazione pubblica	5.087	4.226	-16,9%	262	224	-14,5%
Altri usi	50.457	51.811	2,7%	3.327	3.576	7,5%
Media tensione	91.937	95.685	4,1%	100	99	-0,2%
Illuminazione pubblica	355	321	-9,7%	0,93	0,90	-4,0%
Altri usi	91.582	95.364	4,1%	99	98	-0,2%
Alta e altissima tensione	27.576	26.162	-5,1%	1,04	0,96	-7,7%
Altri usi	27.576	26.162	-5,1%	1,04	0,96	-7,7%
TOTALE	197.130	202.140	2,5%	13.968	15.349	9,9%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

pubblica (scesi a circa 900 unità). Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno subito un calo e sono scesi sotto le 1.000 unità.

Con l'eccezione degli altri usi in media tensione, per i quali a fronte di una lieve riduzione dei clienti si è registrato un aumento più che positivo (4,1%) dell'energia acquistata rispetto al 2016, per tutte le altre tipologie di clienti le variazioni nell'energia acquisita hanno il medesimo segno di quelle osservate nell'entità dei clienti. Così si osserva una crescita molto positiva (+9,9%) dell'elettricità venduta alle famiglie, un incremento del 2,7% dell'energia acquistata per altri usi in bassa tensione e consistenti riduzioni nei volumi acquistati dall'illuminazione pubblica (-16,9% in bassa tensione e -9,7% in media tensione) e dagli altri usi in alta o altissima tensione (-5,1%).

In buona sostanza, sono cresciuti gli acquisti di elettricità in bassa tensione (3,4%) e in media tensione (4,1%), mentre è diminuita l'energia venduta in alta tensione. Da sottolineare che una

nuova importante diminuzione, che segue quella altrettanto significativa dello scorso anno, è emersa per l'illuminazione pubblica che complessivamente ha acquistato nel mercato libero 895 GWh in meno del 2016 (-16,5%), mentre ha acquisito 32 GWh in più (6%) nel servizio di salvaguardia (si veda il prossimo paragrafo).

Da un punto di vista relativo si osserva che il 39,7% dei volumi è stato acquisito dai consumatori connessi in bassa tensione (era il 39,4% nel 2016), il 47,3% dalla media tensione (era il 46,6% nel 2016) e il 12,9% dall'alta e dall'altissima tensione (14% nel 2016). Conseguentemente, quindi, la quota degli "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), che nel 2016 era dell'86% sull'intero mercato libero, è scesa all'85,7% in termini di energia e al 23,9% in termini di punti di prelievo (era al 24,5% nel 2016).

TAV. 2.41

Mercato libero domestico nel 2017 per classe di consumo
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	1.230	5,1%	2.488	21,7%	494
1.000-1.800 kWh	3.979	16,4%	2.818	24,6%	1.412
1.800-2.500 kWh	5.169	21,3%	2.416	21,1%	2.139
2.500-3.500 kWh	6.468	26,7%	2.202	19,2%	2.937
3.500-5.000 kWh	4.544	18,7%	1.116	9,8%	4.070
5.000-15.000 kWh	2.603	10,7%	398	3,5%	6.547
> 15.000 kWh	263	1,1%	11	0,1%	24.979
TOTALE DOMESTICI	24.256	100,0%	11.449	100,0%	2.119
DI CUI CON CONTRATTO DUAL FUEL					
< 1.000 kWh	170	4,9%	336	20,1%	504
1.000-1.800 kWh	627	18,0%	443	26,4%	1.417
1.800-2.500 kWh	806	23,2%	378	22,5%	2.134
2.500-3.500 kWh	951	27,4%	324	19,3%	2.934
3.500-5.000 kWh	599	17,2%	148	8,9%	4.034
5.000-15.000 kWh	293	8,4%	46	2,7%	6.366
> 15.000 kWh	30	0,9%	1	0,1%	24.897
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	3.475	100,0%	1.676	100,0%	2.073

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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 il 24,6% dei clienti. Tuttavia, anche le classi limitrofe possiedono un peso simile. Se si guarda ai volumi di acquisto, invece, la classe più importante risulta quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 26,7% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'86,7% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.41). In ogni classe, con l'eccezione della prima, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Tav. 2.32). Per i clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno, invece, il consumo medio nel libero (494 kWh) è del 16% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, pari a 426 kWh.

Nel 2017 il 14,6% dei clienti domestici, circa 1,7 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. Il numero di clienti domestici con questo tipo di contratto²⁸ è cresciuto, in quanto lo scorso anno erano 1,6 milioni, ma la loro quota è leggermente diminuita rispetto a quella registrata nel 2016 (che era il 15,7%). Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 3,5 TWh, il 14,3% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. La porzione di clienti domestici che acquista i contratti *dual fuel*, mantiene una quota tendenzialmente costante nel tempo intorno al 15%. Anche in questo caso emergono consumi medi molto simili a quelli evidenziati dai 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

²⁸ 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.

applicata nel mercato libero (Tav. 2.42) mostra una sostanziale preferenza per la modalità contrattuale monoraria, che è stata scelta dal 63,2% dell'intera clientela (che rappresenta il 63,1% dei volumi) ed è in crescita nel tempo (era al 48% nel 2013, anno dal quale ha cominciato ad aumentare). Il 29,3% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 7,5% quella multioraria. La semplicità di calcolo e di controllo in bolletta della tariffa monoraria è probabilmente l'elemento che la rende preferibile agli occhi dei clienti.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo che vanno

da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 59,7% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 59,5% dei clienti, tuttavia, appartiene alla prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.43).

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno una grande diffusione: i punti di prelievo che hanno preferito una fornitura di questo tipo sono meno di 80.000 sui quasi 3,9 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è poco meno di 2,2 TWh sui 177,9 complessivi (Tav. 2.44).

TAV. 2.42

Mercato libero domestico nel 2016 per condizione contrattuale applicata

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Monoraria	15.306	63,1%	7.234	63,2%
Bioraria	7.060	29,1%	3.355	29,3%
Multioraria	1.889	7,8%	859	7,5%
TOTALE DOMESTICI	24.255	100,0%	11.448	100,0%

Fonte: ARERA: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.43

Mercato libero non domestico nel 2017 per classe di consumo

Volumi in GWh; 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	3.565	2,0%	2.321	1.536
5-10 MWh	BT	3.304	1,9%	465	7.108
10-15 MWh	BT	2.805	1,6%	228	12.316
15-20 MWh	BT	2.700	1,5%	155	17.380
< 10 MWh	MT	39	0,0%	9	4.424
10-20 MWh	MT	82	0,0%	6	14.459
< 20 MWh	AT e AAT	0,2	0,0%	0,1	3.897
20-50 MWh	Tutti	12.464	7,0%	396	31.498
50-100 MWh	Tutti	10.457	5,9%	151	69.173
100-500 MWh	Tutti	26.948	15,1%	128	209.789
500-2.000 MWh	Tutti	28.829	16,2%	31	936.579
2.000-20.000 MWh	Tutti	50.336	28,3%	10	4.960.350
20.000-50.000 MWh	Tutti	11.809	6,6%	0,39	29.966.381
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.041	1,7%	0,05	58.337.112
70.000-150.000 MWh	Tutti	5.673	3,2%	0,06	95.580.849
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	15.828	8,9%	0,05	328.744.820
TOTALE NON DOMESTICI		177.884	100,0%	3.901	45.602

Fonte: ARERA: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.44

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
BT	56.037	1.413	3.801	79
MT	95.685	774	99	1
AT e AAT	26.162	10	1	0,01
TOTALE NON DOMESTICI	177.884	2.198	3.901	80

Fonte: ARERA: Indagine annuale sui settori regolati.

Anche quest'anno, per la seconda volta, 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.

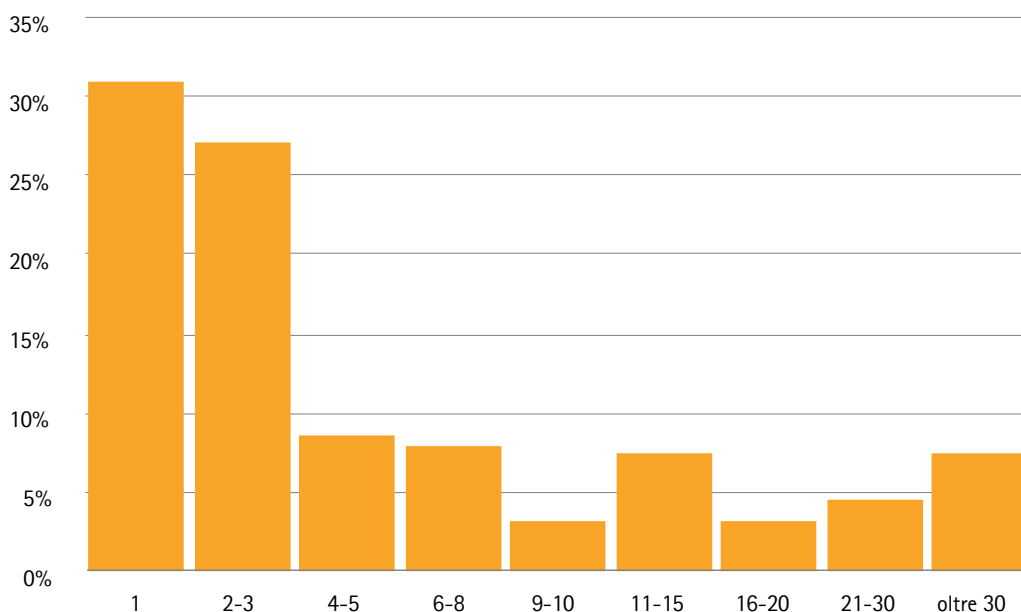
Sfruttando l'esperienza raccolta nell'edizione del 2017, i quesiti sono stati leggermente modificati per cercare di catturare meglio una realtà assai complessa e variegata com'è quella delle offerte commerciali. L'obiettivo era quello di affinare definizioni e categorie per renderle il più possibile adatte a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Come lo scorso anno, pertanto, i risultati presentati in queste pagine devono essere accolti con la necessaria cautela. 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 ultime²⁹.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 14,5 per la clientela domestica e 60,5 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate (multisito, profili di consumo orari più variegati ecc.) rispetto a quelle di un cliente domestico. A tale cliente il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti più individualizzati. La figura 2.21 mostra tuttavia che il 31% dei venditori offre una sola modalità contrattuale, più di un quarto di essi (il 27%) ne mette a disposizione fino a 3 e il restante 42% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da 4 offerte in su.

FIG. 2.21

Distribuzione del numero di offerte rese disponibili alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

²⁹ L'unico risultato esposto per la clientela non domestica riguarda il numero di offerte disponibili.

Delle 14,5 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,4 sono acquistabili solo online, cioè soltanto attraverso internet che costituisce ormai un importantissimo canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire la propria offerta con tutti i dettagli necessari risparmiando sui costi di gestione. Il 21,3% dei venditori non offre però nemmeno un'offerta online. Nel 20% dei casi il numero di offerte *online* è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti, nel restante 80% dei casi il numero di offerte *online* è risultato inferiore alle offerte totali.

Le offerte *online* non sembrano aver riscontrato, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 3,8% dei clienti (corrispondenti al 9,4% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità.

Circa la tipologia di prezzo preferita è risultato che l'84% 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 solo il 16% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso.

Inoltre, il 5% dei clienti ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che per

l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo variabile dove la durata minima contrattuale si applica al 12% dei clienti, mentre è del 4% nel caso di contratti a prezzo bloccato.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 37% 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; il 30% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 29% dei clienti ne ha scelto uno indicizzato all'andamento del PUN. Solo il 4% dei clienti ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione diversa da quelle appena citate.

Il 26% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione (es. sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio, risulta che in media lo sconto è applicato al 20% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 61% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile.

TAV. 2.45

Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi

SERVIZI AGGIUNTIVI	CONTRATTI A PREZZO FISSO	CONTRATTI A PREZZO VARIABILE
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (offerta verde totale o percentuale)	45,7%	48,9%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	45,0%	6,9%
Servizi energetici accessori (es. 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.)	5,7%	16,1%
Omaggio o gadget	1,4%	23,1%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (es. sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc)	0,5%	3,6%
Altro non compreso tra le voci riportate sopra (specificare)	1,7%	1,4%
TOTALE	100%	100%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti, nei clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emerge una netta preferenza sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (il 46% 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 (es. quelli spendibili in una catena di supermercati): il 45% dei clienti ha scelto un contratto che offre tale servizio aggiuntivo (Tav. 2.43). Anche nei clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile risulta un elevatissimo interesse per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (48,9% dei casi), la seconda preferenza va alla possibilità di ottenere un omaggio (23,1% dei casi) e la terza è per l'ottenimento di servizi energetici accessori (16,1%).

I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero sono esposti nella tavola 2.46. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota di mercato dei primi tre operatori, o indice C3 calcolato per i singoli esercenti e non per i gruppi societari, e alla percentuale dei punti di prelievo da questi serviti.

Come in passato, anche nel 2017 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, Lombardia, Piemonte e Veneto risultano, nell'ordine, le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 35% delle vendite complessive regionali. Nonostante l'aumento del valore del C3 (37% nel 2017 contro il

REGIONE	NUMERO DEGLI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		% PUNTI DI PRELIEVO	
	2016	2017	2016	2017	2016	2017
Piemonte	231	243	36,3	35,5	49,1	67,2
Valle d'Aosta	95	122	88,3	85,0	73,9	83,2
Lombardia	277	300	29,2	32,6	63,4	62,6
Trentino Alto Adige	170	198	76,5	78,2	80,4	83,5
Veneto	221	243	32,7	37,0	50,2	56,4
Friuli Venezia Giulia	167	192	39,6	42,1	46,2	60,1
Liguria	203	220	42,7	44,0	66,3	70,2
Emilia Romagna	225	265	40,3	39,1	67,7	75,7
Toscana	221	253	35,5	37,8	64,3	68,3
Umbria	167	192	56,4	54,6	61,5	70,3
Marche	184	213	35,7	37,9	67,3	65,7
Lazio	235	261	44,3	45,6	58,3	70,8
Abruzzo	185	215	39,5	46,1	75,2	72,0
Molise	148	167	54,7	56,3	66,3	71,8
Campania	217	248	49,4	55,0	82,4	78,6
Puglia	226	238	48,9	55,9	67,9	76,9
Basilicata	160	184	53,3	54,4	82,1	80,9
Calabria	185	212	59,3	61,3	81,3	82,2
Sicilia	195	220	50,9	60,6	78,9	81,0
Sardegna	178	205	64,4	69,6	68,6	76,6

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.46

Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero

Quota di mercato dei primi tre operatori; percentuale dei punti di prelievo da questi serviti

32,7% del 2016), il Veneto, resta una tra le regioni con i più alti livelli di concorrenza, essendo anche il territorio in cui i primi tre operatori risultano servire la più bassa porzione di clienti (56,4%). Viceversa, Sardegna Calabria e Sicilia si confermano anche nel 2017 come le regioni che – dopo la Valle d'Aosta e il Trentino – evidenziano i livelli di concentrazione più elevati in termini di quota di volumi, ma anche di clienti serviti.

Diversamente dagli anni scorsi, si osserva che, con le sole eccezioni di Valle d'Aosta, Umbria, Emilia Romagna e Piemonte, nel 2017 i livelli di concentrazione si sono tutti alzati, nonostante il numero di operatori sia cresciuto (mediamente di 25 unità) in tutte le regioni, come si può ben vedere nella figura 2.22.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero è esposta nella tavola 2.45. Nel 2017 gruppo Enel mantiene la prima posizione con una quota ancora in aumento al 25% dal 20,7% (era al 17,9% nel 2015). In seconda posizione è entrato il gruppo Eni, le cui vendite hanno superato quelle di Edison – tradizionalmente in seconda posizione – di quasi un terawattora. Quest'ultimo gruppo ha perso 1,2 TWh di vendite rispetto al 2016 (-10%), mentre quelle del gruppo Eni sono al contempo aumentate di 0,8 TWh (+7%).

Nel mercato libero la predominanza di Enel è assai meno significativa rispetto a quella che possiede nel servizio di maggior

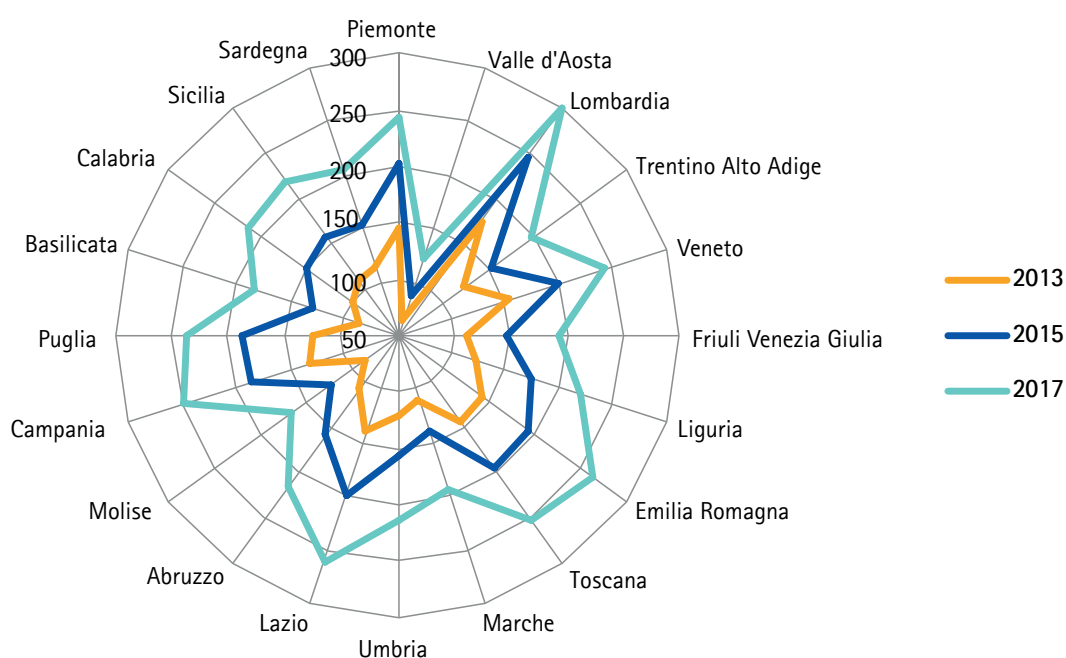
tutela (Tav. 2.38), dove la distanza rispetto al secondo operatore è superiore all'80%, mentre qui è inferiore ai 20 punti percentuali. Però tale distanza negli ultimi anni è andata costantemente ampliandosi, basti pensare che nel 2014 era pari a sette punti. Questo sia a causa del fatto che le vendite di Enel sono di anno in anno in aumento, ma anche perché le vendite del gruppo inseguitore, al contrario, diminuiscono. Infatti, nel 2016 Edison era in seconda posizione con vendite pari a 11.793 GWh, mentre nel 2017 Eni è in seconda posizione con vendite pari a 11.465 GWh.

In quarta posizione, con vendite pari a 8.440 GWh, è salito il gruppo Metaenergia, che sta scalando la classifica da diversi anni: nel 2016 era all'ottavo posto, nel 2015 era al decimo). Rispetto al 2016, le vendite sul mercato libero del gruppo sono cresciute del 36%, specialmente nel segmento dell'alta e altissima tensione (+63%) e in quello della media tensione (+39%); tali aumenti hanno più che controbilanciato le perdite nel segmento delle famiglie (-37%).

Anche il gruppo Iren ha guadagnato diverse posizioni in classifica, portandosi al 6° posto dall'11° ottenuto nel 2016, grazie a un incremento complessivo delle vendite del 29%, realizzato in particolare tra i clienti in alta o altissima tensione e tra i clienti non domestici in bassa tensione.

FIG. 2.22

Numero di venditori del mercato libero per regione dal 2013



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.47

Primi venti gruppi di vendita
al mercato libero nel 2017

Volumi in GWh; quota percentuale

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %	POSIZIONE NEL 2016
Enel	50.535	25,0%	1°
Eni	11.465	5,7%	3°
Edison	10.592	5,2%	2°
Metaenergia	8.440	4,2%	8°
Hera	7.179	3,6%	6°
Axpo Group	6.784	3,4%	4°
Iren	6.038	3,0%	11°
E.On	5.931	2,9%	7°
Duferco	5.560	2,8%	15°
A2A	5.431	2,7%	10°
Green Network	5.300	2,6%	17°
CVA	4.474	2,2%	13°
Eviva (ex Energetic Source)	4.175	2,1%	14°
Gala	4.050	2,0%	5°
Sorgenia	3.819	1,9%	9°
Dolomiti Energia	3.755	1,9%	16°
Repower	3.605	1,8%	18°
Acea	3.198	1,6%	12°
Egea	2.979	1,5%	19°
Alperia	2.804	1,4%	20°
Altri operatori	46.025	22,8%	-
TOTALE VENDITORI AL MERCATO LIBERO	202.140	100%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Al contrario si osserva una discesa del gruppo Axpo al 6° posto dal 4° che occupava nel 2016, le cui vendite sono complessivamente diminuite del 13%, avendo perso metà dell'energia venduta ai propri clienti non domestici in alta e altissima tensione. Una perdita ancor più significativa (-39%) ha registrato il gruppo Gala, sceso in decima posizione dalla quinta ottenuta nel 2016.

Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero è basso, ma in aumento. La quota dei primi tre gruppi è salita al 35,9% dopo essere rimasta stabile intorno al 33% per diversi anni; quella dei primi dieci è salita al 58,4% dal 55% del 2016. Analogamente, poiché la quota del primo operatore è cresciuta e poiché la distanza tra il primo e il secondo gruppo è aumentata, nel 2017 l'indice HHI è salito da 623 a 806, sebbene rimanga largamente lontano

dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato.

Il 34,4% dei 410 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 88 imprese, pari al 21,5%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 181 (44,1%) società hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19.

Come di consueto, nel 2017 e nel primo trimestre del 2018 vi sono state numerose variazioni societarie che hanno coinvolto gli operatori della vendita elettrica del mercato libero e che sono state indicate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità. Per comodità di esposizione, si possono raggruppare in incorporazioni, cessioni/acquisizioni di attività, avvio di attività, variazioni di gruppo societario e altre modifiche (della natura giuridica o della ragione sociale).

Per le incorporazioni, avvenute tutte all'interno del medesimo gruppo societario, si ricorda che:

- Youtrade ha incorporato BeNRG, mentre A2A Energia ha incorporato Aspem Energia, in entrambe i casi con decorrenza 1 gennaio 2017;
- Energetic Source ha cambiato la propria ragione sociale in Eviva ed è entrata a far parte di questo gruppo dall'1 febbraio 2017 in quanto la società Avelar Energy Ltd ha ceduto il 65,36% delle quote a ES Solutions (impresa lussemburghese); analogamente, anche Energetic Source Luce & Gas, in quanto partecipata al 100% da Eviva (ex Energetic Source) è entrata nel gruppo Eviva. Poi, dall'1 aprile 2017 è stata incorporata in Eviva;
- Vivigas ha incorporato Aemme Linea Energie dall'1 giugno 2017;
- Europe Energy ha incorporato Europe Energy Gas & Power dall'1 luglio 2017;
- Autogas Nord ha incorporato Autogas Centro, Autogas Jonica e Autogas Nord Veneto Emiliana dall'1 ottobre 2017;
- Estra Energie ha incorporato Coop Gas dal 31 dicembre 2017.

Hanno invece cambiato gruppo societario:

- Simp Gas, Energy Only ed Eroga Energia, uscite dal gruppo Tradeinv Gas & Energy. Le prime due sono entrate nel gruppo G.Energy Holding che ne ha acquisito, rispettivamente, il 70,2%, il 51,2% del capitale sociale, mentre l'ultima è entrata nel gruppo RB Power & Gas;
- Cast Energie, entrata a far parte del gruppo Gas Rimini dall'1 luglio 2017 in quanto il gruppo SGR ne ha acquisito il 52% del capitale sociale;
- Ego Trade, dal 10 luglio 2017 entrata nel gruppo EGO, che è diventato socio di maggioranza dell'impresa;
- Lumenergia, entrata nel gruppo A2A, che dispone di oltre il 90% del capitale sociale dell'impresa dal 31 luglio 2017;
- l'Azienda Intercomunale Metano Energie Del Territorio (AIMET) e l'impresa Rotagas (in precedenza in capo a Italtrading in liquidazione), entrate nel gruppo Libera Energia dall'1 agosto 2017;
- Smartutility, che non fa più parte di alcun gruppo dal 31/01/2018 in quanto le quote societarie sono state cedute ad altra impresa;

- Blu Ranton, entrata a far parte del gruppo Hera dal 07/02/2018, in seguito all'acquisizione del 100% delle quote da parte di Hera Comm Marche;
- Gas Natural Vendita Italia, dal 22/02/2018 entrata a far parte del gruppo Edison, assumendo la nuova denominazione di Edison Energie; da tale data, infatti, Edison ha acquisito il 100% delle quote del capitale sociale dell'impresa.

Tra le cessioni e/o acquisizioni relative all'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica sono da annoverare quelle di:

- Fintel Energia Group, che ha ceduto l'attività a Fintel Gas, Luce e Azienda Elettrica Ticinese che ha ceduto l'attività ad AGSM Energia, e di Axpo Italia che ha acquisito l'attività da Suntrading³⁰;
- Duferco Energia, che ha acquisito l'attività da Energhe dall'1 giugno 2017, tutte dal primo gennaio 2017;
- Eni Gas e Luce, che ha acquisito parte dell'attività, essenzialmente quella relativa al *mass market*, da Eni dall'1 luglio 2017;
- Illumia, che ha acquisito parzialmente l'attività da Electra Italia dall'1 novembre 2017;
- Energrid (del gruppo Green Network), che ha acquisito parzialmente l'attività (in pratica solo i clienti della pubblica amministrazione) da Energrid dal 21 novembre 2017;
- Electra Italia, che dal 20 febbraio 2018, ha ceduto parzialmente l'attività a E.On Energia mentre Smart Luce e Gas l'ha ceduta a Sistema Energia Italia.

Infine, nel corso del 2017 e nei primi tre mesi del 2018:

- 46 imprese, perlopiù provenienti dal settore del gas naturale, hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero elettrico. Tra queste: BKW Italia, Sidigas.Com, B1Gas, Arcagas, Iberdrola Clienti Italia, Shell Energy Italia e BP Energy Europe solo per citarne alcune;
- 26 imprese hanno cessato l'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti liberi. Si tratta di: Tersicore, Gas and Power, Natural Power, Ambimat Industrial Services, Esperia, Emmecidue, Cogenpower Gas & Power, Cityluce, Energye, Energens, Bkw Italia (che ha avviato l'attività l'1 gennaio 2017 per poi cessarla

³⁰ Più precisamente, l'accordo tra Axpo Italia e Suntrading non costituisce una vera e propria acquisizione di attività di azienda, in quanto le due società, fin dal 2014, avevano stipulato un contratto secondo il quale Axpo forniva energia elettrica a Suntrading sulla PCE e gas direttamente ai clienti di Suntrading, che operava come *reseller*. A dicembre 2016 le parti hanno condiviso che taluni clienti di Suntrading instaurassero un rapporto diretto con Axpo che già operava quale utente del bilanciamento e utente del dispacciamento per tali clienti. Suntrading ha così ceduto circa 550 clienti. L'accordo escludeva esplicitamente la possibilità che l'accordo costituisse cessione d'azienda (o di ramo), ma solo acquisto di contratti non rappresentativo del portfolio di Suntrading.

con decorrenza 30 giugno 2017), Enerfin, Italiana Gas & Luce, Transenergia, Toscana Servizi, Api Nòva Energia, Raffineria di Gela, Spigas, Tei Energy in Liquidazione, Be Charge, Ci & Es Energy, Versalis, Suncity, Campo Base, Spirit, Electra Italia;

- una società si è estinta per liquidazione (SI Energy);
- 22 imprese, oltre alle già menzionate Energetic Source divenuta Eviva e Gas Natural Vendita Italia divenuta Edison Energie, hanno cambiato ragione sociale; tra loro: Metaenergia Family è divenuta Meta Newpower, Api Green Energy ora si chiama AvvenireGreenEnergy, Enerventi ha cambiato in Evolvere Energia, Green Trade è divenuta EGO Trade, Elettrogreen Power è divenuta EGO Power, entrambe nel gruppo EGO, Consortium Energia Verde ora si chiama OV Energy dato che la quota di Officine Verdi nella società è salita al 70%;
- 13 imprese hanno cambiato natura giuridica, perlopiù passando da società a responsabilità limitata a società per azioni.

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.

L'Acquirente unico ha il compito di organizzare e svolgere le procedure concorsuali per la selezione delle imprese che erogano il servizio di salvaguardia, secondo le direttive dell'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.

Il servizio di salvaguardia per il biennio 2017-2018 è stato aggiudicato alla fine di novembre 2016 alle stesse imprese che lo hanno gestito nel periodo 2014-2016: Enel Energia ed Hera Comm. La nuova aggiudicazione ha comportato però diverse variazioni, infatti:

- Enel Energia si è aggiudicata i territori di nove regioni (prima ne aveva otto): Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige,

Lombardia, Lazio, Puglia, Molise e Basilicata che nel triennio precedente erano tutti assegnati a Hera Comm;

- Hera Comm si è aggiudicata il servizio per le restanti undici regioni: Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Toscana, Marche, Umbria, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia; solo tre di queste (Toscana, Marche e Umbria) erano assegnate a Hera Comm anche nel triennio precedente.

Secondo i dati ricevuti dagli operatori della salvaguardia nel 2017, il servizio si è allargato a circa 1.700 punti di prelievo in più rispetto al 2016. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 91.345 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), contro gli 89.676 del 2016. Complessivamente sono stati prelevati circa 4,3 TWh. In pratica, il mercato della salvaguardia è aumentato del 2% circa sia in termini di punti di prelievo, sia in termini di energia consumata rispetto al 2016 (Tav. 2.48).

Come lo scorso anno, l'aumento nei punti di prelievo è da attribuire ai clienti allacciati in bassa tensione e tra questi, in particolare, all'illuminazione pubblica, mentre la crescita dei volumi acquistati è avvenuta per i clienti allacciati in bassa e in media tensione. Più precisamente, come si vede nei dati esposti nella tavola, i punti di prelievo in BT sono cresciuti del 2,7%, per effetto di un aumento del 19% di quelli relativi all'illuminazione pubblica e di un calo del 2,5% degli altri usi. In termini di volumi, i clienti in BT hanno acquistato 39 GWh in più rispetto al 2016 (+2,6%), con un incremento più significativo (6,8%) nel caso dell'illuminazione pubblica. I clienti allacciati in media tensione sono complessivamente diminuiti dell'8% rispetto al 2016, ma anche in questo caso il forte aumento (15,3%) di quelli per l'illuminazione pubblica è stato in parte compensato dal significativo calo (-8,3%) degli altri usi. Viceversa, in termini di energia acquistata, i punti di illuminazione pubblica hanno visto diminuire gli acquisti del 10%, mentre gli altri usi hanno prelevato 135 GWh (+5,5%) in più rispetto al 2016. Sono invece diminuiti del 5,9% i clienti in alta tensione, nonché l'elettricità da essi utilizzata (-34,1%) rispetto all'anno precedente.

TAV. 2.48

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2016 e nel 2017

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2016	2017	VARIAZIONE	2016	2017	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	509	543	6,8%	19,8	23,6	19,1%
Altri usi	972	977	0,5%	63,0	61,4	-2,5%
TOTALE BT	1.481	1.520	2,6%	82,8	85,0	2,7%
Illuminazione pubblica	23	21	-10,0%	0,1	0,1	15,3%
Altri usi	2.464	2.599	5,5%	6,8	6,2	-8,3%
TOTALE MT	2.487	2.619	5,3%	6,9	6,3	-8,0%
Altri usi	257	169	-34,1%	0,0	0,0	-5,9%
TOTALE AT	257	169	-34,1%	0,0	0,0	-5,9%
TOTALE SALVAGUARDIA	4.224	4.309	2,0%	89,7	91,3	1,9%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.49

Servizio di salvaguardia nel 2016 e nel 2017 per regione

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONE	ESERCENTE	2016		2017	
		VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Hera Comm	158	3,1	107	3,4
Valle d'Aosta	Hera Comm	4	0,1	2	0,1
Lombardia	Hera Comm	533	10,8	510	9,8
Trentino Alto Adige	Hera Comm	43	0,3	27	0,2
Veneto	Enel Energia	134	3,2	238	5,0
Friuli Venezia Giulia	Enel Energia	35	0,9	61	1,4
Liguria	Hera Comm	100	1,4	97	1,2
Emilia Romagna	Enel Energia	101	3,1	107	2,8
Toscana	Hera Comm	203	6,4	183	6,0
Umbria	Hera Comm	37	1,5	44	1,7
Marche	Hera Comm	109	2,2	85	2,1
Lazio	Hera Comm	514	8,6	767	10,3
Abruzzo	Enel Energia	95	2,4	97	2,2
Molise	Hera Comm	29	0,5	19	0,4
Campania	Enel Energia	783	13,5	563	12,1
Puglia	Hera Comm	391	7,9	348	6,7
Basilicata	Hera Comm	47	1,0	72	1,4
Calabria	Enel Energia	251	7,7	267	7,8
Sicilia	Enel Energia	525	11,5	606	13,6
Sardegna	Enel Energia	133	3,4	109	3,2
ITALIA	-	4 224	89,7	4.309	91,3

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Dati questi andamenti, i consumi medi unitari dell'illuminazione pubblica si sono abbassati dell'11%, essendo scesi da 26,7 a 23,8 MWh, mentre quelli degli altri usi si sono innalzati del 4,6% passando da 52,9 a 55,3 MWh. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione è rimasto sostanzialmente invariato a 17,9 MWh, quello degli utenti connessi in media tensione è passato da 360 a 413 MWh e i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono crollati da 11,4 a 7,9 GWh.

Come negli anni scorsi, il peso dell'illuminazione pubblica nel servizio di salvaguardia continua a crescere in termini di clienti (nel 2017 sono divenuti il 26% di tutti i clienti serviti in questo mercato, mentre nel 2016 contavano per il 22%), ma è rimasto invariato in termini di energia acquistata, pari al 13% del totale. Gli usi industriali e commerciali hanno di conseguenza diminuito la loro importanza in termini di clienti serviti (ora sono il 74%, contro il 78% del 2016), ma rimangono preponderanti in termini di volumi: prelevano infatti l'87% di tutta l'energia venduta in salvaguardia. Il 69% dell'energia acquistata da questi clienti viaggia sulle reti in media tensione, ma una quota non trascurabile (26%) viene fornita in bassa tensione.

L'analisi più dettagliata a livello regionale, è esposta nella tavola 2.49. Nel 2017, come nel 2016, Campania, Lombardia, Sicilia e Lazio

sono, nell'ordine, le regioni nelle quali il ricorso al servizio di salvaguardia è maggiore: più di metà, il 56% per l'esattezza, dell'energia acquistata in questo mercato viene infatti venduta in questi territori. Quote relativamente importanti (superiori al 5%) appartengono anche ad altre due regioni, Puglia e Calabria, che insieme ne assorbono un altro 15%.

La tavola consente di valutare, inoltre, come l'incremento medio nazionale osservato nei punti di prelievo serviti in salvaguardia, pari all'1,9%, si sia in realtà manifestato con un'ampia variabilità territoriale: si passa infatti da regioni in cui la crescita rispetto al 2016 risulta particolarmente elevata (in Veneto e in Friuli Venezia Giulia i clienti sono aumentati quasi del 60%, in Basilicata del 38,5%, in Lazio e in Sicilia quasi del 20%) a regioni in cui si registra, al contrario, una netta diminuzione (Trentino Alto Adige -34%, Molise -19%, Valle d'Aosta -18%, Puglia -16% e Liguria 13%).

La quota di Enel Energia in questo mercato si è ulteriormente assottigliata, essendo scesa al 45% dal 49% del 2016 (Fig. 2.23). Inoltre, a differenza di quanto accaduto nel 2016, nel 2017 il divario tra i due gestori della salvaguardia si è ampliato per via della crescita registrata dalle vendite di Hera Comm (+8,9%), mentre quelle di Enel Energia sono diminuite del 5,3%.

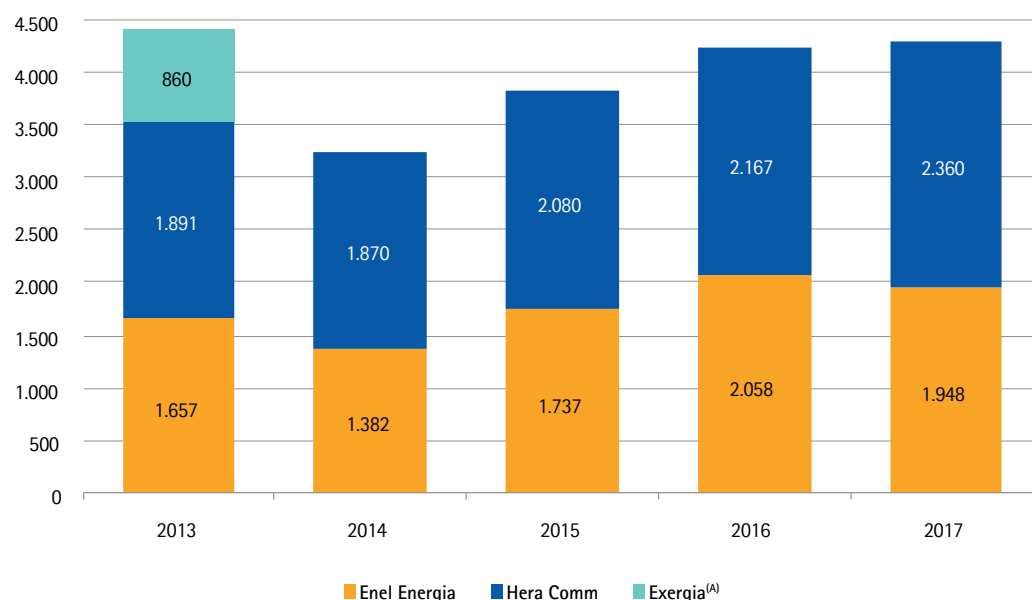


FIG. 2.23

Venditori del servizio di salvaguardia
GWh

(A) Negli ultimi tre mesi del 2013 il servizio è stato 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

Con le delibere 21 dicembre 2017, 882/2017/R/eel, 21 dicembre 2017, 883/2017/R/eel e 27 dicembre 2017, 907/2017/R/eel, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare, per l'anno 2018, le tariffe relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2018 risulta pari a 2,728 c€/kWh. Nella tavola 2.50 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2017, calcolata sulla base degli stessi volumi

utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2018. I valori delle componenti UC₃ e UC₆³¹ considerate nel calcolo per gli anni 2017 e 2018 sono, rispettivamente, quelli fissati con le delibere 28 settembre 2017, 656/2017/R/com, e 28 dicembre 2017, 923/2017/R/com, riferite rispettivamente al quarto trimestre del 2017 e al primo trimestre del 2018. Nelle tavole 2.49 e 2.50 sono riportate le tariffe medie per tipologia di cliente rispettivamente per i servizi di trasmissione e distribuzione e per il servizio di misura.

TAV. 2.50

2.50 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

c€/kWh

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC ₃ e UC ₆	TOTALE
2017	0,692	1,756	0,236	0,098	2,782
2018	0,686	1,748	0,240	0,054	2,728
Variazione assoluta	-0,006	-0,008	0,004	-0,044	-0,054
Variazione %	-0,9%	-0,5%	1,7%	-44,9%	-1,9%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.51

Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente

c€/kWh

	2017	2018	DIFFERENZA	VARIAZIONE %
BT usi domestici	4,512	4,402	-0,110	-2,4%
BT illuminazione pubblica	2,193	2,121	-0,072	-3,3%
BT altri usi	3,241	3,169	-0,072	-2,2%
MT illuminazione pubblica	1,429	1,392	-0,037	-2,6%
MT altri usi	1,588	1,554	-0,034	-2,1%
AT	0,775	0,760	-0,015	-1,9%
AAT	0,687	0,672	-0,015	-2,2%

Fonte: ARERA.

31 La UC₃ è la componente destinata a coprire gli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione. Si applica all'energia consumata (euro/kWh).

La componente UC₆ serve per coprire una parte dei costi del sistema di incentivi alle imprese che gestiscono le reti di trasporto e di distribuzione per interventi che comportano un miglioramento della qualità del servizio. È composta da una parte applicata alla potenza impegnata (euro/kW/anno) e una parte applicata all'energia consumata (euro/kWh).

	2017	2018	DIFFERENZA	VARIAZIONE %
BT usi domestici	0,813	0,821	0,008	1,0%
BT illuminazione pubblica	0,051	0,053	0,002	3,9%
BT altri usi	0,192	0,194	0,002	1,0%
MT illuminazione pubblica	0,045	0,051	0,006	13,3%
MT altri usi	0,022	0,025	0,003	13,6%
AT	0,004	0,004	0,000	0,0%
AAT	0,001	0,001	0,000	0,0%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.52

Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente c€/kWh

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 una 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 2.53, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori sono compresi tra il minimo di 165,1 €/MWh, riscontrabile per i clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno) e il massimo di 539,1 €/MWh, relativo alla classe più piccola (0-1000 kWh). Il prezzo scende all'aumentare della dimensione dei clienti fino alla terza classe (1.800-2.500 kWh/anno), sale nel passaggio alla classe successiva (2.500-3.500 kWh/anno), per poi decrescere nuovamente e definitivamente in corrispondenza alle

tre classi superiori (da 5.000 kWh/anno in avanti). Pertanto non si registra più il caratteristico andamento a U che emergeva negli anni scorsi. Ciò è riconducibile all'attuazione delle prime due fasi della riforma delle tariffe di rete e degli oneri di sistema³², volta a superare gradualmente la preesistente struttura progressiva delle tariffe stesse. Il costo di approvvigionamento, invece, com'è logico attendersi, diminuisce continuamente al crescere dei consumi.

A riprova della elevata variabilità dei prezzi praticati dai venditori, si possono osservare i dati presentati nella tavola 2.54 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 la corrispondente quota di elettricità venduta. La massima dispersione dei valori è riscontrabile per la seconda classe di clienti (consumi tra 1.000 e 1.800 kWh/anno), nella quale tutte le fasce di prezzo individuate presentano quote significative, anche se quella tra 100 e 125 €/kWh ha un peso più elevato delle altre. Si riscontra una dispersione minore nelle due classi intermedie (consumi tra 1.800 e 3.500 kWh/anno), nelle quali i costi di approvvigionamento si addensano nell'intervallo da 75 a 125 €/MWh. Ancora meno dispersa la classe dei clienti più piccoli (meno di 1.000 kWh/anno), nella quale prevalgono i valori superiori a 150

³² Delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel. In particolare l'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 2 il numero di scaglioni di consumo annuo.

TAV. 2.53

Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2017 per classe di consumo

Quantità energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh

LIVELLO DI TENSIONE (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000	3.579	8.008.527	539,1	164,7
1.000-1.800	10.038	7.121.975	222,9	109,1
1.800-2.500	12.545	5.867.433	171,7	101,9
2.500-3.500	15.036	5.120.101	181,9	98,7
3.500-5.000	10.244	2.516.646	176,7	96,0
5.000-15.000	5.704	873.161	174,4	92,7
> 15.000	606	23.956	165,1	84,7
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	57.751	29.531.799	211,4	104,1

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

€/MWh. Infine la concentrazione risulta massima nelle tre classi più grandi (consumi oltre 3.500 kWh/anno), nelle quali i costi di approvvigionamento sono polarizzati nella fascia da 75 a 100 €/MWh.

Come già evidenziato nel paragrafo relativo 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 quindi 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, nonché 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, o sul carburante, o sui 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.

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta l'1 luglio 2007³³, l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle 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 serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, svolto da società di vendita selezionate

TAV. 2.54

Ripartizione dei clienti domestici nel 2017 per prezzo di approvvigionamento nel mercato libero
prezzi minimo e massimo 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	11%	8%	7%	18%	56%	20,2	475,0
1.000-1.800	13%	18%	42%	17%	10%	21,0	339,2
1.800-2.500	12%	36%	40%	8%	5%	26,5	265,2
2.500-3.500	13%	47%	32%	5%	4%	23,0	274,8
3.500-5.000	14%	55%	25%	3%	3%	20,5	255,3
5.000-15.000	17%	65%	14%	2%	3%	23,2	218,0
>15.000	26%	62%	8%	1%	2%	22,1	292,6
TOTALE DOMESTICI	15%	40%	25%	8%	12%	20,2	475,0

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

³³ Ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73.

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Bassa tensione	74.042	7.257	195,2	88,5
Media tensione	98.304	106	130,7	62,7
Alta e altissima tensione	26.331	1	101,4	57,3
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	198.677	7.363	150,8	71,6

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Mercato del giorno prima	18.037	15.209	17.996	51.242
Mercato dei prodotti giornalieri	1.342	881	1.491	3.714
Sbilanciamento Unità di consumo(A)	-148	-177	-23	-349
TOTALE	19.230	15.913	19.464	54.607

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

attraverso apposite procedure di gara. Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere.

La tavola 2.56 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2017. Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia effettuato acquisti unicamente sui mercati a pronti, in particolare sull'MGP per circa il 94% del proprio fabbisogno, e per la restante quota su MPEG (mercato dei prodotti giornalieri); a partire dal 2017, non sono invece stati sottoscritti contratti al di fuori del sistema delle offerte.

La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo si è mantenuta, come per l'anno 2016, su valori pari a circa lo 0,6% del fabbisogno. Con riferimento al 2018³⁴, l'ammontare di energia elettrica acquistata sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno dell'Acquirente unico, stimato pari a circa 51,6 TWh.

TAV. 2.55

Prezzi medi finali ai clienti non domestici nel 2017 per livello di tensione

Quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh

TAV. 2.56

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2017

GWh, al lordo delle perdite di rete

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Nell'ambito del paniere di spesa per la rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, il peso dell'energia elettrica è salito dall'1,96 del 2017 al 2,08 del 2018, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat³⁵.

Il segmento dell'energia elettrica è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme di due dei segmenti 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 aumentato nel 2018 (si veda il Capitolo 3 di questo Volume), l'incidenza della tipologia "Beni energetici regolamentati" è passata dal 4,14% del 2017 al 4,34% del 2018.

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat presenta nel 2017 livelli superiori a quelli dell'anno precedente in tutti i mesi, in misura compresa tra lo 0,5% e 6%, determinando un aumento medio annuo del 3,1%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dell'1,1%, la variazione in termini reali è pari al 2%. Nel primo trimestre di quest'anno si è avuto un aumento a

³⁴ I dati relativi all'anno 2018 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2018.

³⁵ 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 2017, i dati relativi ai consumi finali delle famiglie, riferiti invece all'anno 2016, vengono opportunamente inflazionati sulla base delle variazioni di prezzo misurate nel corrispondente intervallo temporale.

TAV. 2.57

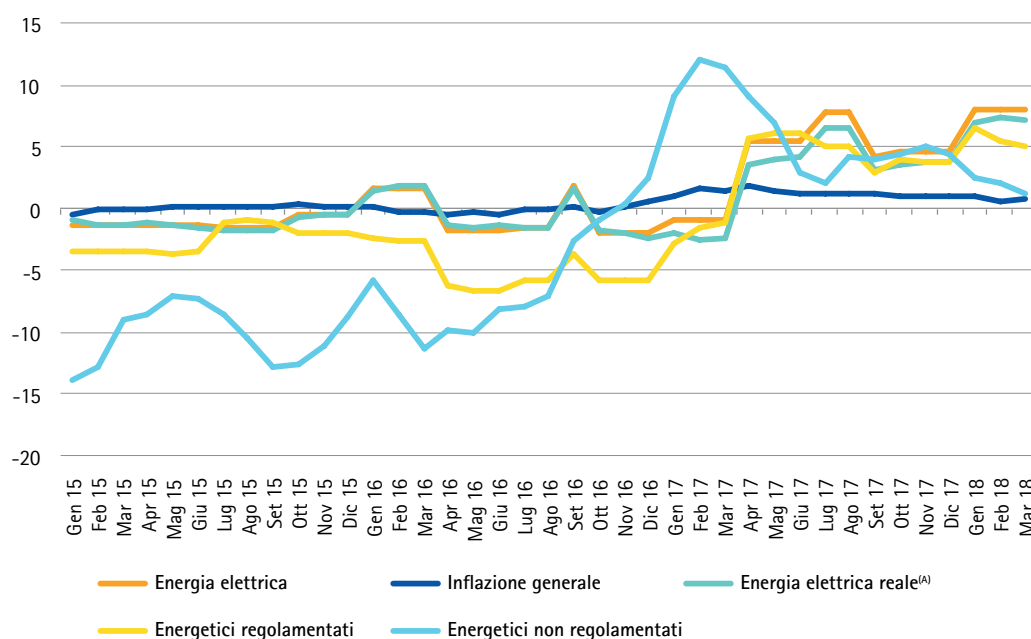
Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica
Numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali

	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio 2017	100,5	0,5%	100,6	1,2%	99,9	-1,5%
Febbraio	100,5	0,5%	101,0	1,3%	99,5	-2,0%
Marzo	100,5	0,5%	101,0	1,2%	99,5	-1,9%
Aprile	102,7	3,5%	101,4	1,4%	101,3	0,8%
Maggio	102,7	3,5%	101,2	1,1%	101,5	0,9%
Giugno	102,7	3,5%	101,1	0,8%	101,6	1,1%
Luglio	104,9	6,0%	101,2	1,0%	103,7	3,0%
Agosto	104,9	6,0%	101,5	1,1%	103,3	2,9%
Settembre	104,9	6,0%	101,2	1,2%	103,7	2,8%
Ottobre	104,4	2,5%	101,0	0,8%	103,4	1,0%
Novembre	104,4	2,5%	100,8	1,0%	103,6	1,0%
Dicembre	104,4	2,5%	101,2	1,4%	103,2	0,6%
ANNO 2017	103,1	3,1%	101,1	1,1%	102,0	2,0%
Gennaio 2018	108,5	8,0%	101,5	0,9%	106,9	7,0%
Febbraio	108,5	8,0%	101,5	0,5%	106,9	7,4%
Marzo	108,5	8,0%	101,8	0,8%	106,6	7,1%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.
Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

FIG. 2.24

Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi tre anni
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. Indici nazionali.

gennaio, mentre non vi sono state variazioni nei due mesi successivi. Considerando il livello medio dell'indice energia elettrica nel 2017 (pari a 103,1), l'inflazione settoriale acquisita³⁶ a marzo per il 2018 da questo segmento di consumo risulta pari al 5,2%.

L'andamento dell'elettricità ha concorso a determinare il tasso di variazione a 12 mesi dei prezzi dei "Beni energetici regolamentati" (Fig. 2.24) che dopo il minimo di -6,8% a giugno 2016, nei mesi successivi presenta valori più elevati, passando in territorio

³⁶ L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile nella restante parte dell'anno.

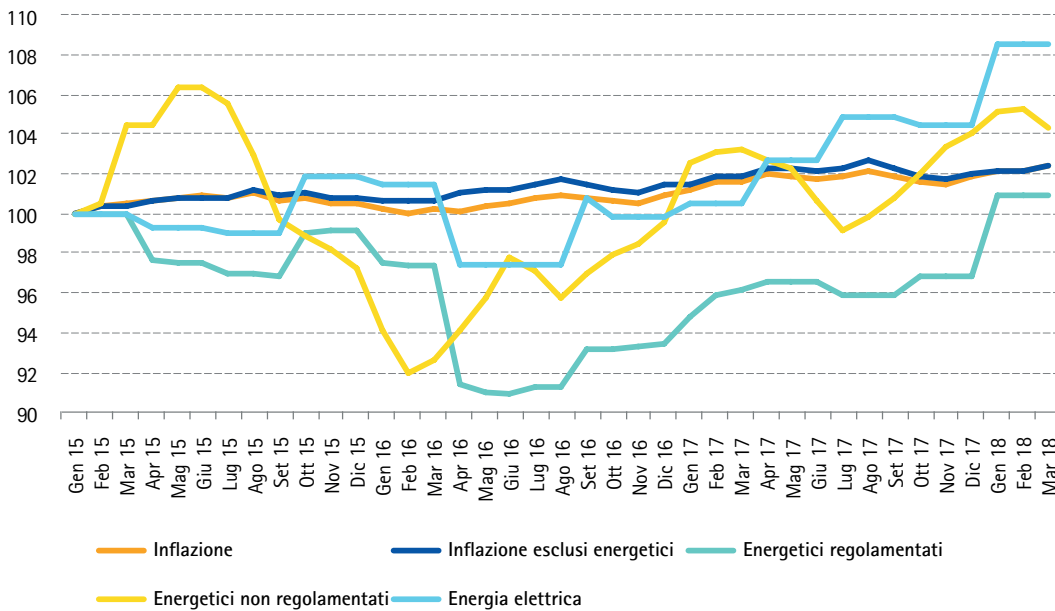


FIG. 2.25

Livello dei prezzi nell'ultimo triennio
Indice base gennaio 2015=100

Fonte: ARERA Elaborazione su dati Istat. Indici nazionali.

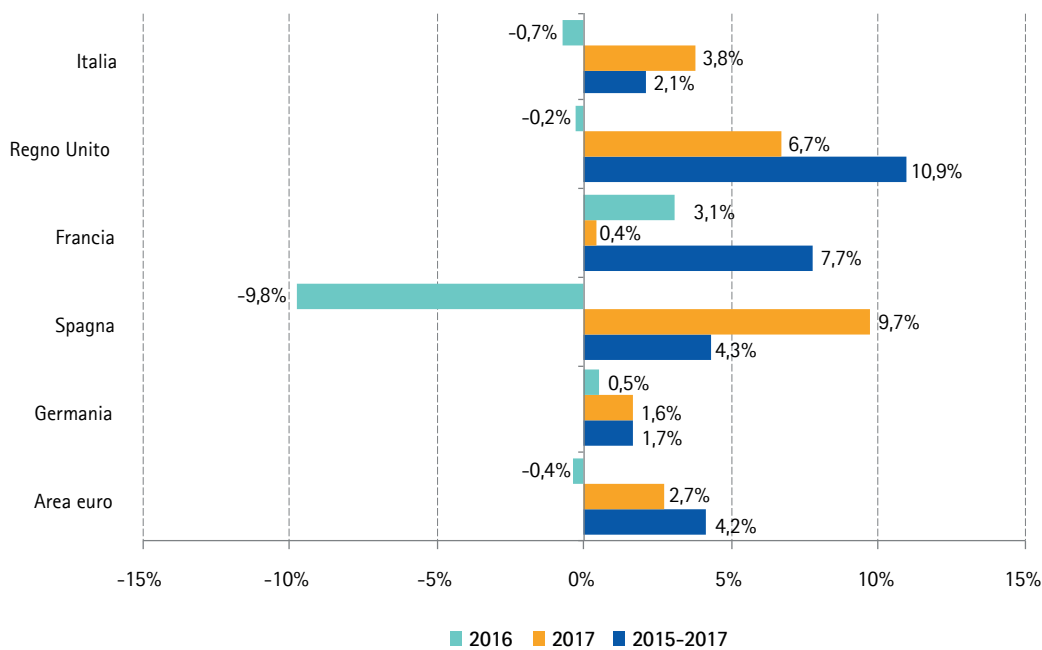


FIG. 2.26

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei
Indice base gennaio 2015=100

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

positivo ad aprile, fino a raggiungere il massimo di +6,2% a giugno 2017. Nei mesi successivi il tasso si è abbassato, fino al minimo di settembre 2017 (+2,9%); a tale abbassamento ha fatto seguito una nuova tendenza crescente che ha condotto al massimo di +6,4% a gennaio 2018.

Molto più accentuate le oscillazioni dei beni energetici non regolamentati. Dopo i tassi di variazione a 12 mesi negativi, anche oltre

il 10%, registrati nel 2015, a novembre 2016 c'è stato un cambio di segno: da allora si registrano solo aumenti, anche se quelli più elevati, superiori al 10%, sono limitati ai mesi di febbraio e marzo 2017, dopodiché le variazioni sono via via più contenute. Tale andamento ha tratti in comune con quello dell'inflazione generale, che dopo i tassi negativi (diminuzioni dei prezzi) di gran parte del 2016, da novembre dello stesso anno presenta tassi di variazione a 12

mesi sempre positivi, anche se molto bassi; ciò è testimoniato dal fatto che, nel complesso del triennio esaminato, il livello generale dei prezzi è salito di appena il 2% (Fig. 2.25).

L'evoluzione del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati pubblicati dall'Eurostat e rilevati per la misura dell'inflazione (Fig. 2.26). L'aumento del 3,8%, registrato nel 2017 in Italia, risulta di poco superiore alla media dell'area euro (+2,7%). L'aumento più basso si è verificato in Francia (+0,4%), quello più elevato in Spagna (+9,7%), che però l'anno precedente era stato il paese a presentare la maggiore diminuzione (-9,8%). Considerando l'insieme degli ultimi tre anni, l'Italia presenta un aumento (+2,1%) inferiore alla media dell'area euro (+4,2%), all'interno della quale l'estremo inferiore è la Germania (+1,7%) e quello superiore la Francia (+7,7%). Nettamente al di sopra di tale intervallo si colloca il Regno Unito (+10,9%).

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 (Fig. 2.27) livelli di prezzo sostanzialmente stabili, con modeste oscillazioni intorno al valore medio di 18,6 c€/kWh. A partire dal secondo trimestre 2017 si manifesta una tendenza crescente che conduce al massimo di 20,62 c€/kWh registrato all'inizio del 2018. Tuttavia già nel secondo trimestre si verifica una netta diminuzione (1,64 c€/kWh, -8%) che determina un valore (18,98 c€/kWh) di poco superiore alla media del biennio 2015-2016.

La dinamica sopra esposta risulta dall'evoluzione delle singole componenti. In dettaglio:

- la materia energia è la voce con la maggiore incidenza (circa il 45%), pertanto il suo andamento condiziona quello del prezzo totale; nel periodo considerato (da gennaio 2015 a giugno 2018) tale componente presenta un minimo (7,56 c€/kWh) nel secondo trimestre 2016 (si tratta dei mesi immediatamente successivi al crollo del prezzo del petrolio), cui seguono sette trimestri caratterizzati da una tendenza sostanzialmente crescente, che

conduce al massimo di 10,02 c€/kWh del primo trimestre 2018, nel quale, come sopra evidenziato, anche il prezzo totale ha segnato il suo massimo; nel trimestre successivo vi è stato un forte calo (17%, -1,70 c€/kWh), dovuto alla riduzione attesa nei mercati all'ingrosso;

- gli oneri di sistema sono cresciuti sino al massimo registrato nell'ultimo trimestre 2015 (4,82 c€/kWh), soprattutto per effetto dell'elemento relativo agli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (A_3); successivamente tale tendenza si è invertita e si è avuta una diminuzione del 25% che ha condotto, nei mesi centrali del 2017, al minimo di 3,62 c€/kWh, principalmente a causa della sospensione transitoria dell'elemento relativo alle agevolazioni alle imprese a elevato consumo energetico (AE); la riattivazione di tali agevolazioni è la causa principale degli aumenti del primo e del secondo trimestre 2018 (rispettivamente pari a 9% e 5%, per un incremento totale di 0,55 c€/kWh);
- i costi di trasporto e misura sono rimasti stabili nel 2015 e nel 2016, con valori intorno a 3,3 c€/kWh, mentre hanno avuto un netto aumento (18%) nel primo trimestre 2018 (+0,61 c€/kWh), compensato in piccola parte dalla riduzione (2%) del trimestre successivo. Gran parte di tale aumento è dovuto alla riduzione delle quantità di energia distribuite (stante l'invarianza dei ricavi riconosciuti alle imprese di distribuzione e trasmissione) e all'applicazione della riforma nell'articolazione delle tariffe.

All'1 aprile 2018, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, era pari a 16,45 c€/kWh al netto delle imposte e a 18,98 c€/kWh al lordo delle imposte.

Le voci a copertura dei costi di trasporto e misura (incluse le componenti tariffarie UC_3 e UC_6 , in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) rappresentano il 20,4% del prezzo lordo complessivo, sostanzialmente lo stesso peso registrato nel secondo trimestre 2017 (20,6%).

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2018 hanno un'incidenza del 43,8%, superiore di 1,8 punti rispetto a un anno prima. Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

- i costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (elemento PE);

- i costi di dispacciamento (elemento PD);
- i saldi risultanti dal sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (elementi PPE₁ e PPE₂);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e DISP_{BT}).

Infine, all'1 aprile 2018 gli oneri generali di sistema, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, incidono sul prezzo lordo per il 22,4% (Fig. 2.28), in aumento di 3,5 punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2017. La tavola 2.56 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema, di competenza del 2017, tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente A₃. Per ulteriori informazioni di dettaglio, si rimanda al Capitolo 2 del Volume II.

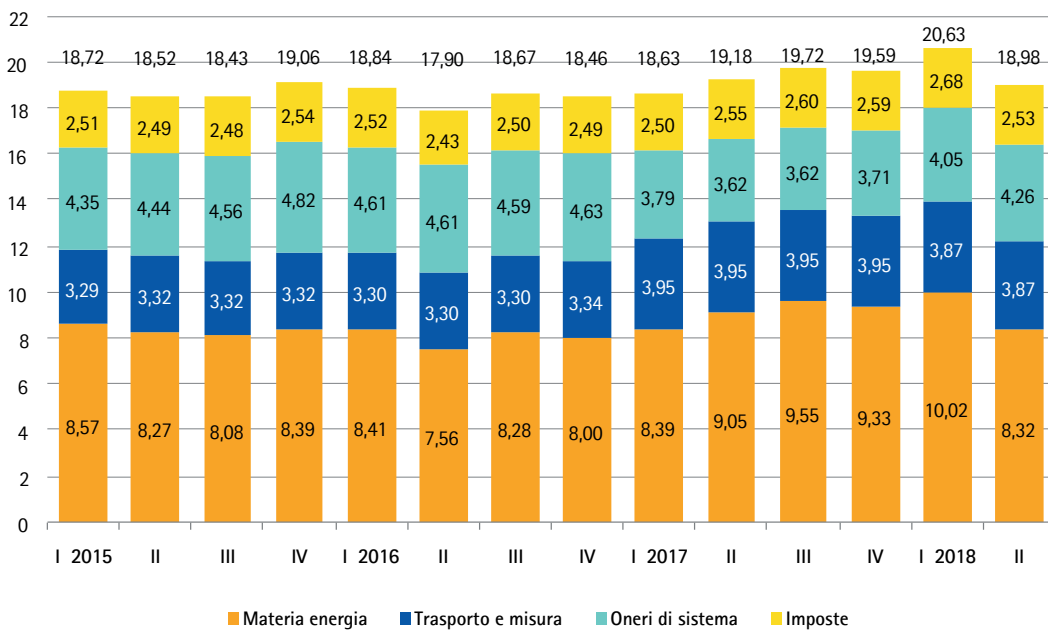
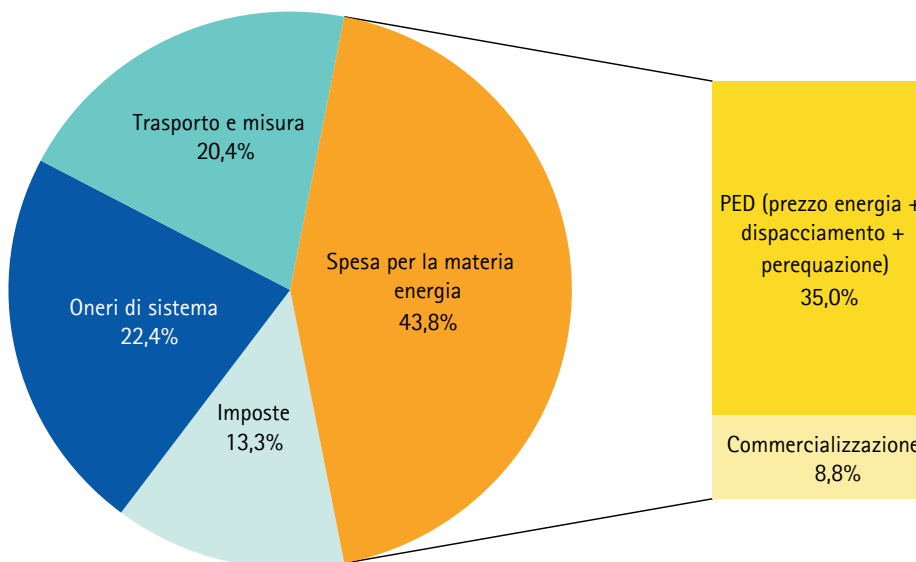


FIG. 2.27

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
c€/kWh; 2015-2018

Fonte: ARERA.



Fonte: ARERA.

FIG. 2.28

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 secondo trimestre 2018

TAV. 2.58

Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2017
Milioni di euro

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A ₂	Oneri per il finanziamento delle attività nucleari residue	187
A ₃	Fonti rinnovabili e assimilate	12.405
A ₄	Regimi tariffari speciali ferrovie	110
A ₅	Finanziamento della ricerca	69
A ₆	<i>Bonus sociale</i>	86
A ₅	Agevolazioni imprese energivore	626
UC ₄	Imprese elettriche minori	65
MCT	Misure di compensazione territoriale	48
UC ₇	Efficienza energetica negli usi finali	688
TOTALE		14.284

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati CSEA.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La continuità del servizio di trasmissione nel 2017, misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS), evidenzia un deciso peggioramento rispetto al 2016. Il valore di ENS nel 2017 è il peggiore, insieme a quello registrato nel 2012, del periodo 2010-2017. Nella tavola 2.59 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS negli anni dal 2010 al 2017.

L'alto valore di ENS registrato nel 2017 è dovuto principalmente alle interruzioni occorse nel 2017 in conseguenza di condizioni

meteorologiche eccezionali, nonché al verificarsi di due incidenti rilevanti che hanno determinato una quantità di energia non servita pari a 1.593 MWh. L'incidente rilevante è un'interruzione con ENS superiore a 250 MWh, considerati gli effetti dei servizi di mitigazione prestati 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).

TAV. 2.59

Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti
MWh/anno

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

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

Nella tavola 2.60 è rappresentato il numero degli incidenti rilevanti e la relativa ENS nel periodo 2010-2017, mentre nella tavola 2.61 è riportato il numero di episodi di mitigazione resi dalle imprese distributrici nel periodo 2017-2012 e l'entità complessiva dell'energia controalimentata.

Ai fini della regolazione incentivante della qualità 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 2017 il valore obiettivo della ENS regolata è pari a 946 MWh mentre il valore effettivo di ENS regolata comunicato da Terna, e ancora oggetto di verifica da parte dell'Autorità, è pari a 855 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 2.62.

Nel 2017 tale numero medio, su base nazionale, è peggiorato rispetto ai valori registrati nel 2016, e si riporta ai valori registrati nel biennio 2014-2015; con l'esclusione dell'area di Palermo, il dato 2017 è peggiore rispetto a quello del 2016 in tutte le aree operative territoriali gestite da Terna.

ANNO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Incidenti rilevanti	1	2	3	2	0	2	1	2
ENS	339	1.305	2.985	1.163	0	1.876	295	1.593

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

ANNO	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Episodi	17	22	9	17	6	12
Mitigazione	447	1.408	353	232	133	1.392

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Torino	0,21	0,25	0,20	0,25	0,29	0,47	0,47	0,48
Milano	0,10	0,09	0,16	0,18	0,20	0,42	0,25	0,27
Padova	0,29	0,31	0,33	0,46	0,89	0,45	0,44	0,47
Firenze	0,19	0,14	0,16	0,25	0,17	0,65	0,22	0,57
Roma	0,32	0,42	0,70	0,57	0,45	0,75	0,55	0,83
Napoli	1,14	0,90	0,99	0,95	0,95	1,04	0,65	0,81
Palermo	0,80	0,95	0,79	0,84	1,11	0,89	0,70	0,60
Cagliari	0,11	0,27	0,41	0,73	2,33	0,61	0,16	0,44
TOTALE ITALIA	0,39	0,39	0,45	0,49	0,61	0,65	0,44	0,57

(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.

TAV. 2.60

Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti

Numero di incidenti rilevanti; MWh/anno

TAV. 2.61

Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici

Numero di episodi; MWh/anno

TAV. 2.62

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)

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. 2.63), 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 2017 è pari a circa 253.000 € per il numero di interruzioni e 100.000 € per la durata massima delle interruzioni.

Le 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 univocamente 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 (es. perdita della linea di alimentazione in antenna per un utente da essa alimentato).

Sono di seguito sintetizzate, nelle tavole da 2.63 a 2.68 le principali evidenze emerse nel periodo 2015-2017, con un rilievo particolare per l'indisponibilità delle linee elettriche aeree dal momento che, tra i vari elementi di rete (montanti di linea, sistemi di sbarre, trasformatori, cavi ecc.), le linee elettriche aeree sono quelli più significativi ai fini della rappresentatività dell'indisponibilità dell'intera RTN.

TAV. 2.63

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.

TAV. 2.64

ASAI relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale

Average System Availability Index: indice che rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2015	2016	2017
Torino	98,922%	98,977%	98,964%
Milano	99,096%	99,122%	98,933%
Padova	99,041%	99,254%	99,073%
Firenze	98,856%	98,813%	98,913%
Roma	99,233%	99,144%	98,944%
Napoli	99,314%	99,504%	99,246%
Palermo	99,220%	99,278%	99,254%
Cagliari	99,328%	99,181%	99,131%
TOTALE TERNA	99,101%	99,163%	99,043%

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

LINEE	2015	2016	2017
Linee ≤ 150 kV	99,085%	99,127%	98,890%
Linee 220 kV	97,416%	98,267%	97,034%
Linee 380 kV	98,476%	99,034%	98,195%

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

LINEE	2015	2016	2017
Numero medio di indisponibilità ^(A) annue programmate			
Linee ≤ 150 kV	1,031	1,264	1,414
Linee 220 kV	1,925	1,809	2,212
Linee 380 kV	1,298	1,463	1,697
Numero medio di indisponibilità annue non programmate			
Linee ≤ 150 kV	0,300	0,305	0,445
Linee 220 kV	0,370	0,419	0,656
Linee 380 kV	0,340	0,261	0,534

(A) Il numero delle indisponibilità medio 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.

LINEE	2015	2016	2017
Ore medie di indisponibilità ^(A) programmata rispetto alle ore annue			
Linee ≤ 150 kV	0,7%	0,8%	0,9%
Linee 220 kV	2,2%	1,5%	2,3%
Linee 380 kV	1,2%	0,8%	1,3%
Ore medie di indisponibilità non programmata rispetto alle ore annue			
Linee ≤ 150 kV	0,2%	0,1%	0,3%
Linee 220 kV	0,4%	0,3%	0,7%
Linee 380 kV	0,3%	0,2%	0,5%

(A) Il numero delle indisponibilità medio 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.

LINEE	2015	2016	2017
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
Linee 220 kV	0,117	0,071	0,148
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
Linee 220 kV	38,010	14,991	45,405

(A) Il numero medio di utenti connessi strutturalmente in magliato e temporaneamente connessi in radiali è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutti gli utenti connessi strutturalmente in magliato.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.65

ASAI relativo alle linee elettriche aeree per livello di tensione

Average System Availability Index: indice che rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN

TAV. 2.66

Numerosità delle indisponibilità delle linee elettriche aeree, per livello di tensione

TAV. 2.67

Durata delle indisponibilità delle linee elettriche aeree, per livello di tensione

TAV. 2.68

Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

Nel 2017 si è registrato un peggioramento della durata e del numero delle interruzioni, rispetto al 2016, dovuto principalmente alle nevicate eccezionali del gennaio 2017 nelle regioni Abruzzo e Marche. Il 2017 ha evidenziato similitudini, in termini di continuità del servizio, con il 2012 e il 2015, anni 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 2017 ha evidenziato un miglioramento pari al 50% per la durata delle interruzioni e al 43% per il numero di interruzioni

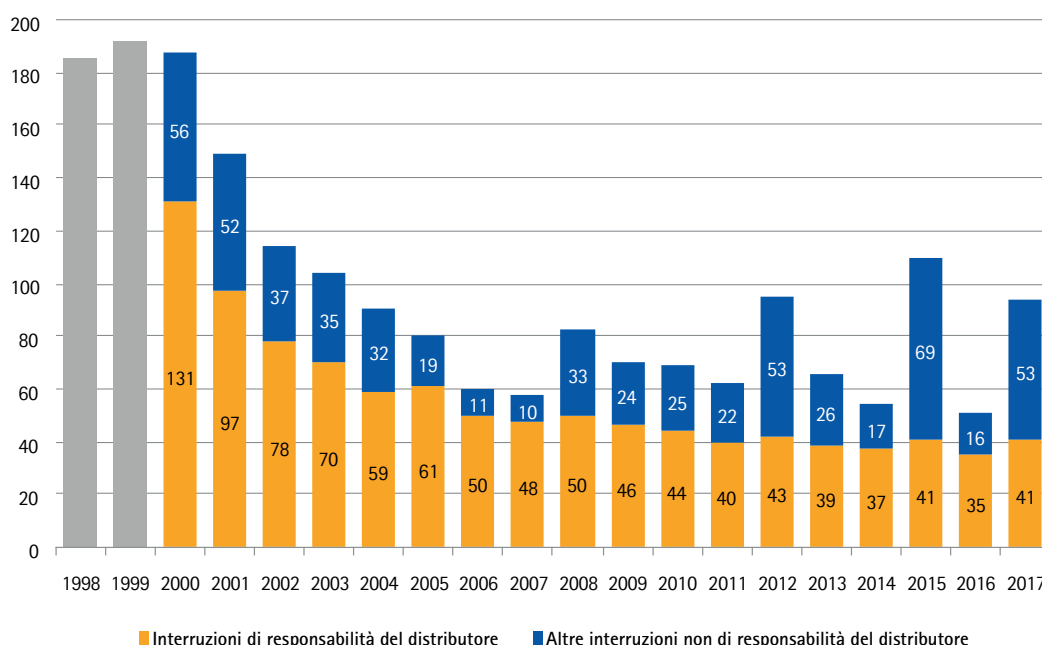
lunghe (di durata superiore a tre minuti). Si è confermato il divario tra il Centro-Nord e il Sud del Paese.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2017, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si è attestata a 41 minuti a livello nazionale (Fig. 2.29 e Fig. 2.31), 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 è attestato a 3,06 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Fig. 2.34). Nel calcolo di tali valori sono state 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,

FIG. 2.29

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno^(A); 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)

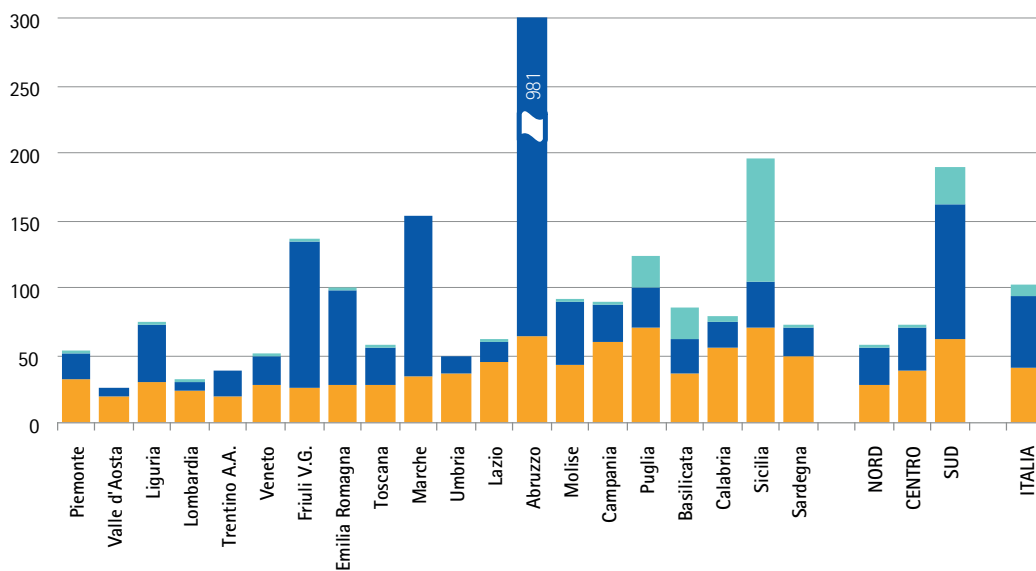


(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2017 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati degli esercenti.

FIG. 2.30

Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione
Riferita a -distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)



■ Interruzioni di responsabilità del distributore ■ Interruzioni non di responsabilità del distributore ■ Interruzioni dovute a furti

(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2016 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati degli esercenti.

ad atti di autorità pubblica e a furti; per queste ultime è mostrato, nella figura 2.30, il contributo alla durata su base regionale.

Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione, nel 2017:

- la durata delle interruzioni per utente in bassa tensione è stata pari a 93 minuti (Fig. 2.29);
- la durata delle interruzioni per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stata di 41 minuti a livello nazionale, di 27 minuti nel Nord Italia, di 38 minuti nel Centro Italia e di 63 minuti nel Sud Italia;

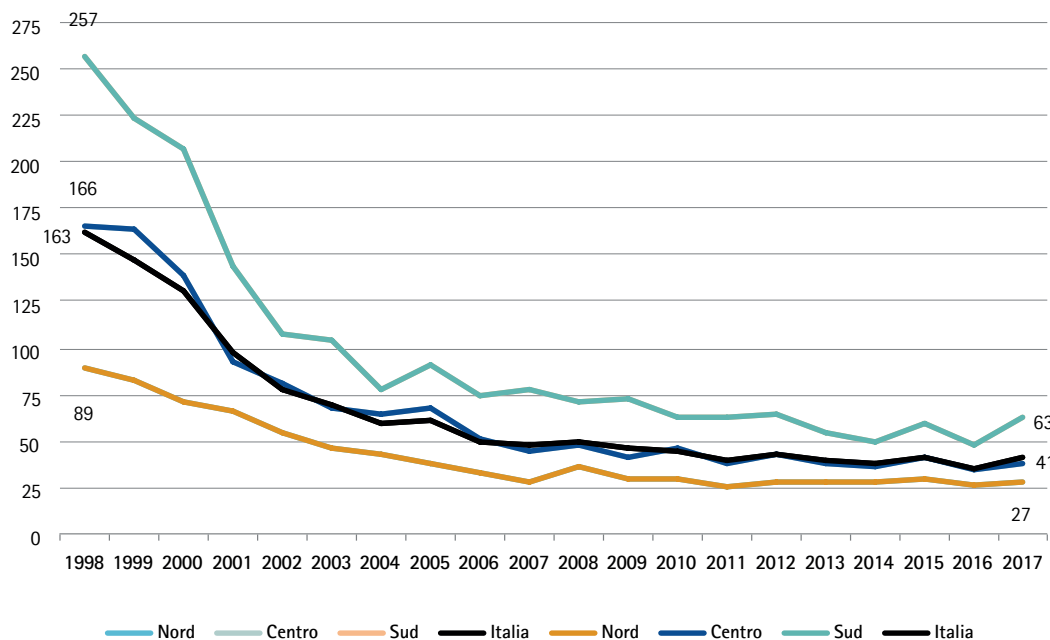
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,05 per utente in bassa tensione (Fig. 2.32);
- il numero di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 1,92 per utente in bassa tensione (Fig. 2.33);

il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 3,06 a livello nazionale (con un miglioramento del 34% rispetto al 2008), corrispondente a 1,96 interruzioni nel Nord Italia, 2,59 nel Centro Italia e 4,95 nel Sud Italia (Fig. 2.34).

FIG. 2.31

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Minuti persi per cliente BT all'anno^(A); riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici

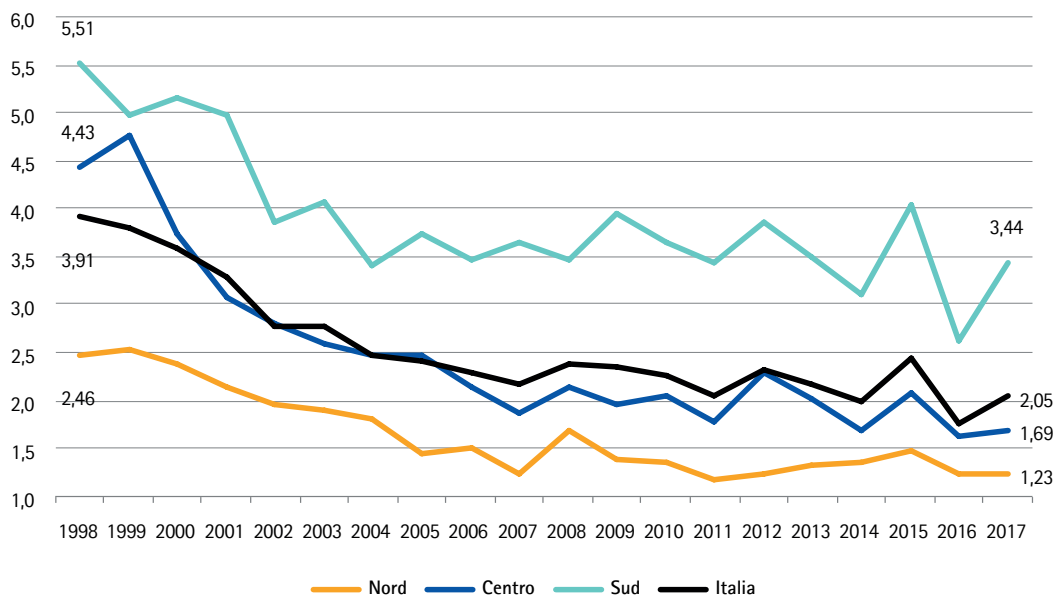


(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2017 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati degli esercenti.

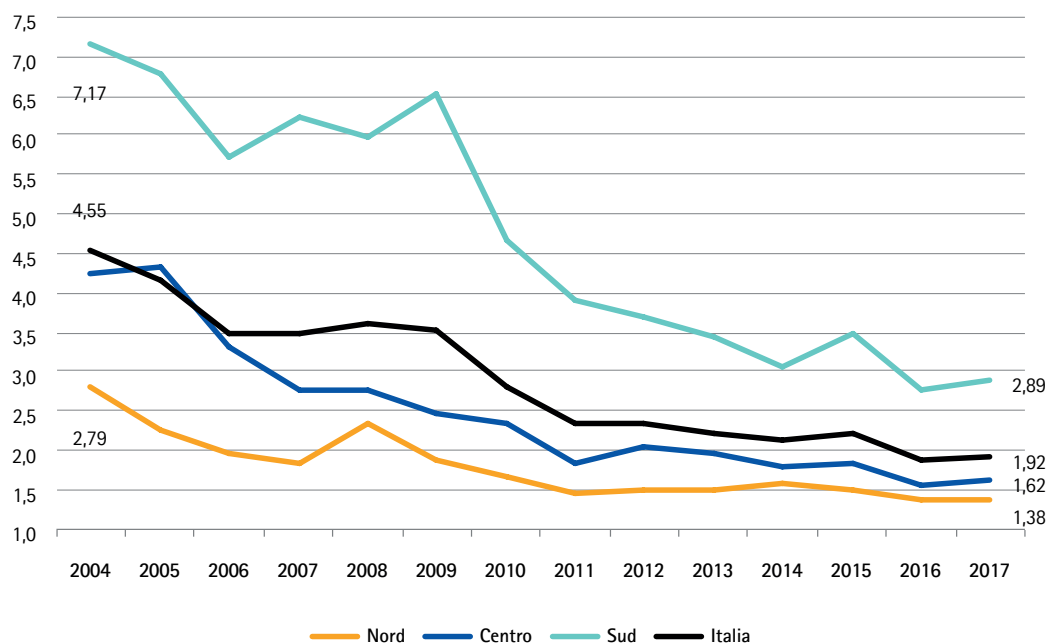
FIG. 2.32

Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)^(A)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2017 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati degli esercenti.



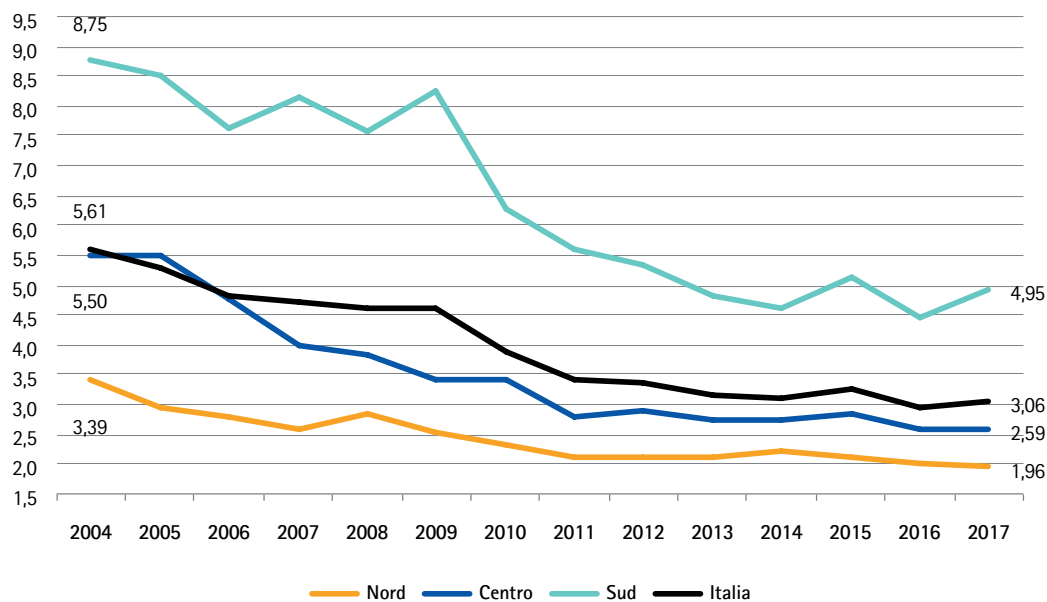
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2016 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.33

Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)^(A)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2016 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.34

Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)

La tavola 2.69 mostra i valori di continuità del servizio su base regionale, 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, anche dei furti – e in particolare la durata delle interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione, nonché il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie (di durata inferiore al secondo) registrati nel corso del 2017.

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 2008-2017, come illustrato nella tavola 2.70.

TAV. 2.69

Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2017

Valori medi annuali riferiti a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE INTERRUZIONI (AL NETTO DEI FURTI)	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	52	1,45	1,55	2,03
Valle d'Aosta	27	0,82	1,34	1,37
Liguria	72	1,32	1,81	2,12
Lombardia	31	0,98	0,95	1,10
Trentino Alto Adige	39	1,02	1,26	0,88
Veneto	48	1,38	1,71	3,03
Friuli Venezia Giulia	133	1,38	1,88	4,29
Emilia Romagna	99	1,39	1,48	2,19
Toscana	55	1,45	1,55	2,16
Marche	153	1,76	1,88	3,27
Umbria	49	1,52	1,43	3,53
Lazio	61	1,87	1,64	2,77
Abruzzo	1.045	4,11	4,25	9,33
Molise	90	2,08	2,52	4,54
Campania	87	3,23	2,76	2,90
Puglia	100	3,37	2,63	4,21
Basilicata	62	1,85	1,99	3,73
Calabria	76	3,16	2,69	4,54
Sicilia	105	4,28	3,27	6,91
Sardegna	71	2,45	2,30	3,52
Nord	56	1,23	1,38	1,98
Centro	70	1,69	1,62	2,69
Sud	161	3,44	2,89	4,91
ITALIA	93	2,05	1,92	3,08

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

REGIONE O AREA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Abruzzo	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Molise	0	0	0	0	4	2	10	5	7	0
Campania	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
Puglia	13	15	44	169	71	129	58	97	54	25
Basilicata	2	1	15	16	11	29	26	62	46	24
Calabria	0	0	0	30	39	37	33	18	7	3
Sicilia	78	81	204	391	288	259	351	133	113	91
Sardegna	0	0	0	0	2	1	1	1	0	0
Sud	22	23	60	135	91	95	103	57	41	28
ITALIA	7	8	20	45	35	37	40	22	16	11

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. 2.71) 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.

Gli utenti in media tensione che nel 2017 hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud. Qui la percentuale degli utenti peggio serviti è pari al 22%, ben oltre l'8% medio nazionale (Fig. 2.35).

LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	DIMENSIONE COMUNE	STANDARD VIGENTI
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.

TAV. 2.70

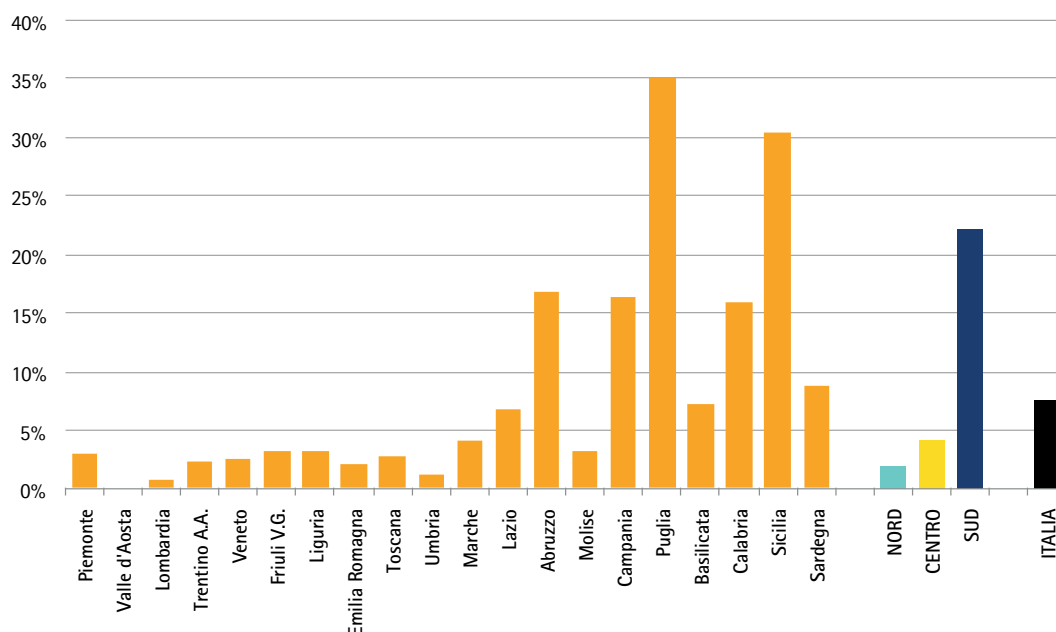
Durata media annuale delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da e-distribuzione
Minuti persi

TAV. 2.71

Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione

FIG. 2.35

Percentuale di utenti “peggio serviti” rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

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. 2.72). Alla CSEA è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni oltre lo standard, che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti in media tensione nel caso di utenti con impianti non adeguati. In particolare, tali somme vengono destinate al Conto qualità dei servizi elettrici che, insieme al Fondo utenti in media tensione, ha l'obiettivo di finanziare

interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione premi-penalità della continuità del servizio).

Le somme derivanti dal corrispettivo tariffario specifico CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2017 evidenziano un trend decrescente rispetto agli anni precedenti, spiegabile con l'aumento progressivo del numero di utenti aventi impianti adeguati su tutto il territorio nazionale. Il numero di utenti in media tensione con impianti adeguati al 31 dicembre 2017 ha infatti superato le 62.000 unità (Fig. 2.36).

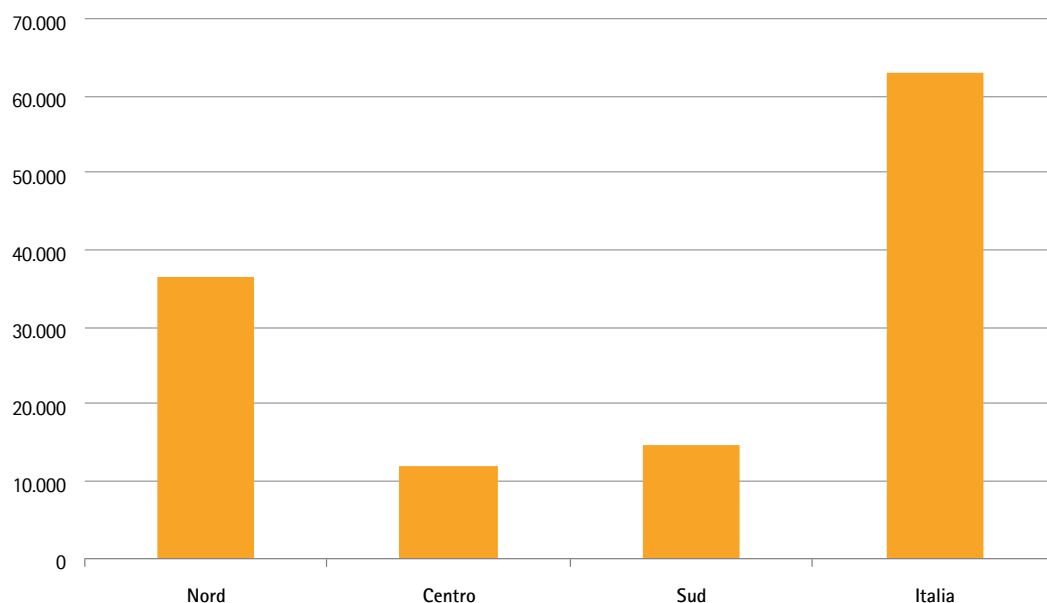
Le penalità versate per l'anno 2017 (Tav. 2.73) sono in diminuzione rispetto all'anno 2016 per effetto del miglioramento generale della continuità per l'anno 2017.

TAV. 2.72

Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati
Milioni di euro

ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDENZA VERSATA ALLA CCSE
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

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.



Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDEZZA VERSATA ALLA CCSE
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

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.36

Utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2017

TAV. 2.73

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

Milioni di euro

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni, gli utenti di tipo industriale, in specie se 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 rapido ripristino della tensione. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

Fino al 2015 i buchi di tensione sono stati registrati unicamente su un campione del 10% delle semisbarre in media tensione (MT) delle cabine primarie, e resi disponibili attraverso il portale denominato QuEEN (Qualità dell'ENergia Elettrica) della società Ricerca sul sistema energetico - RSE.

Per effetto della delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, dal 2015 tutte le semisbarre MT delle cabine primarie sono dotate di apparecchiature per il monitoraggio dei buchi di tensione, che costituiscono il "Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione". La disponibilità dei dati sui buchi di tensione per ogni rete in media tensione è ottenuta, a partire dalle rilevazioni del 2016, tramite il

sito MonNaLISA (Monitoraggio nazionale a livello di stazione AT/MT) sviluppato da RSE, che aggrega ed elabora i dati ricevuti dai distributori.

La tavola 2.74 riporta i valori di alcuni indicatori sintetici relativi ai buchi di tensione, rilevanti ai fini della qualità della tensione per gli utenti, registrati tramite il sistema QuEEN fino al 2016. Tali indicatori fanno riferimento alle 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 2.75 rappresenta il numero medio di buchi di tensione registrati nel 2016 dal Sistema nazionale di monitoraggio della

qualità della tensione, riferito alle 4.168 semisbarre monitorate. 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.

La tavola 2.76 riporta il numero di buchi di tensione rilevanti per gli utenti nell'anno 2016, resi disponibili dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione.

Il confronto tra le registrazioni dei buchi di tensione del 2016 provenienti dal sistema campionario QuEEN e dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione (che monitora tutte le semisbarre MT di Cabina Primaria), pur evidenziando alcune differenze, conferma la sostanziale equivalenza della distribuzione dei buchi di tensione tra le classi di severità.

TAV. 2.74

Numero medio di buchi di tensione per classe di severità su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione
Anni 2006-2016

INDICATORE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
N: numero dei buchi di tensione	122,8	136,3	126,5	114,4	98,4	90,9	103,3	110,4	99,6	126,8	101,8
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	61,7	64,3	68,8	49,6	40,6	34,6	37,7	39,6	37,4 ^(A)	44,8(A)	34,3
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	25,7	25,2	26,8	18,8	16,0	14,2	16,2	16,9	16,5(A)	19,3(A)	15,1

(A) Dato rettificato rispetto a quanto pubblicato nelle precedenti Relazioni Annuali.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati del sistema di monitoraggio QuEEN.

TAV. 2.75

Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2016

Dati riferiti al periodo tra l'1 gennaio 2016 e il 31 dicembre 2016

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA ^(A)				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
$80 \leq u < 90$	33,93	4,35	0,93	0,34	0,05
$70 \leq u < 80$	12,91	3,01	0,38	0,21	0,07
$40 \leq u < 70$	17,07	3,95	0,31	0,11	0,03
$5 \leq u < 40$	5,22	1,39	0,12	0,02	0,00
$1 \leq u < 5$	0,27	0,05	0,07	0,03	0,10
TOTALE	69,40	12,74	1,82	0,72	0,25

Fonte: Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

TAV. 2.76

Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2016

Dati riferiti al periodo tra l'1 gennaio 2016 e il 31 dicembre 2016

INDICATORE	2016
N: numero dei buchi di tensione	84,93
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	30,74
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	12,39

Fonte: ARERA.

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. 2.77).

La tavola 2.78 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa tensione e in media tensione, con riferimento alle interruzioni occorse nel 2017 per il superamento di tali standard: circa 76 milioni di euro a circa 620.000

utenti in bassa tensione (in media circa 123 euro per utente) e circa 6 milioni di euro a circa 4.500 utenti in media tensione (in media poco meno di 1.240 euro per utente).

Per il 2017, circa 75 milioni di euro di indennizzi sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso la CSEA, in quanto dovuti a interruzioni causate non di responsabilità delle imprese. Tale Fondo è finanziato in parte dalle imprese di distribuzione e da Terna e in parte dagli utenti in media e in bassa tensione.

Sempre per il 2017, ulteriori 7 milioni di euro circa di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici e di Terna (Tav. 2.79) per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità.

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)	12	6
Bassa concentrazione (comuni con meno di 5.000 abitanti)	12	6
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: ARERA.

GRADO DI CONCENTRAZIONE	CLIENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	CLIENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	76.202	5,1	292	0,4
Media	232.625	29,6	2.431	2,9
Bassa	310.663	41,3	1.810	2,4
TOTALE	619.490	76,1	4.533	5,6

Fonte: ARERA.

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER IL SUPERAMENTO DELLA DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI	AMMONTARE RICHIESTO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI	QUOTA PARTE A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI E DI TERNA
2009	4,2	3,5	0,6
2010	15,5	13,2	2,3
2011	21,6	18,4	3,2
2012	92,9	89,3	3,7
2013	38,8	30,1	8,7
2014	21,7	18,2	3,5
2015	111,2	103,5	7,7
2016	12,3	8,1	4,2
2017	81,7	74,5	7,2

Fonte: ARERA.

TAV. 2.77

Standard in vigore per l'anno 2017 sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e in media tensione
Ore

TAV. 2.78

Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e in media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni
Numero di clienti; Milioni di euro

TAV. 2.79

Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna
Milioni di euro

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è quello di 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 dall'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.

TAV. 2.80

Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2017

Imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori; ammontare pagato in Milioni di euro

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO	AMMONTARE EFFETTIVAMENTE PAGATO NELL'ANNO
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

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

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).

Il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico nell'anno 2017 è in aumento rispetto all'anno 2016, (quest'ultimo già superiore alla media degli anni precedenti). Ciò comporta un aumento del numero e dell'ammontare degli indennizzi corrisposti agli utenti nel 2017, anche per le prestazioni eseguite nel 2016 (Tav. 2.80).

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (Tavv. da 2.81 a 2.87) si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nel 2017 è attribuibile:

- per i clienti in bassa tensione, all'esecuzione di lavori complessi, 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 (Tav. 2.82);
- per i clienti in media tensione, all'esecuzione di lavori complessi, alla disattivazione della fornitura, alla riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità e alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura (Tav. 2.84);
- per i produttori in bassa tensione, al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura (Tav. 2.86);
- per i produttori in media tensione, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura (Tav. 2.87).

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono inferiori al 3%.

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	198.235	9,34	1,34%	3.959
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	233.012	5,45	1,13%	3.278
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	41.019	29,88	3,46%	1.310
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.362.956	0,73	0,31%	5.576
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	996.812	0,77	0,25%	3.293
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.432.149	0,09	0,24%	3.736
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	81.977	-	0,40%	344
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	78.536	1,59	2,57%	1.645
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	11.971	9,77	3,48%	414
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	6.700	5,11	1,92%	177
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	1.611	15,07	3,93%	85
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	554	84,78	19,41%	113

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.81

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2017
Imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori

TAV. 2.82

Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti in bassa tensione nel 2017

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per nuove connessioni permanenti ordinarie	15 giorni lavorativi	132.985	9,37	1,14%	2.310
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	171.297	5,11	0,98%	2.111
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	27.959	30,30	4,05%	1.040

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.83

Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici in bassa tensione nel 2017

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni temporanee	10 giorni lavorativi	38.340	4,94	0,64%	311
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	22.317	2,81	0,98%	271
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	2.286	4,77	0,47%	8

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.84

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	30 giorni lavorativi	11.399	20,77	1,98%	218
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	20 giorni lavorativi	342	8,99	1,74%	8
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.458	21,98	3,50%	27
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	3.602	2,11	1,08%	45
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.658	5,32	3,64%	71
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.132	0,68	3,84%	47
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	1.415	0,00	0,21%	2
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	180	10,39	4,43%	12
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	22	9,55	1,25%	2
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	38	17,34	2,40%	6
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2017
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT per nuove connessioni permanenti ordinarie	30 giorni lavorativi	4.789	20,53	2,01%	95
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	32	13,91	1,68%	3
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	768	21,35	3,34%	15

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.85

Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2017

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	468	10,57	2,88%	20
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	281	5,80	1,43%	3
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	30	14,43	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	236	67,29	14,42%	49

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.86

Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2017

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

TAV. 2.87

Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2017
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	65	12,22	4,92%	13
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	30	8,37	1,23%	2
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	4	18,50	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1	48,00	0,00%	1

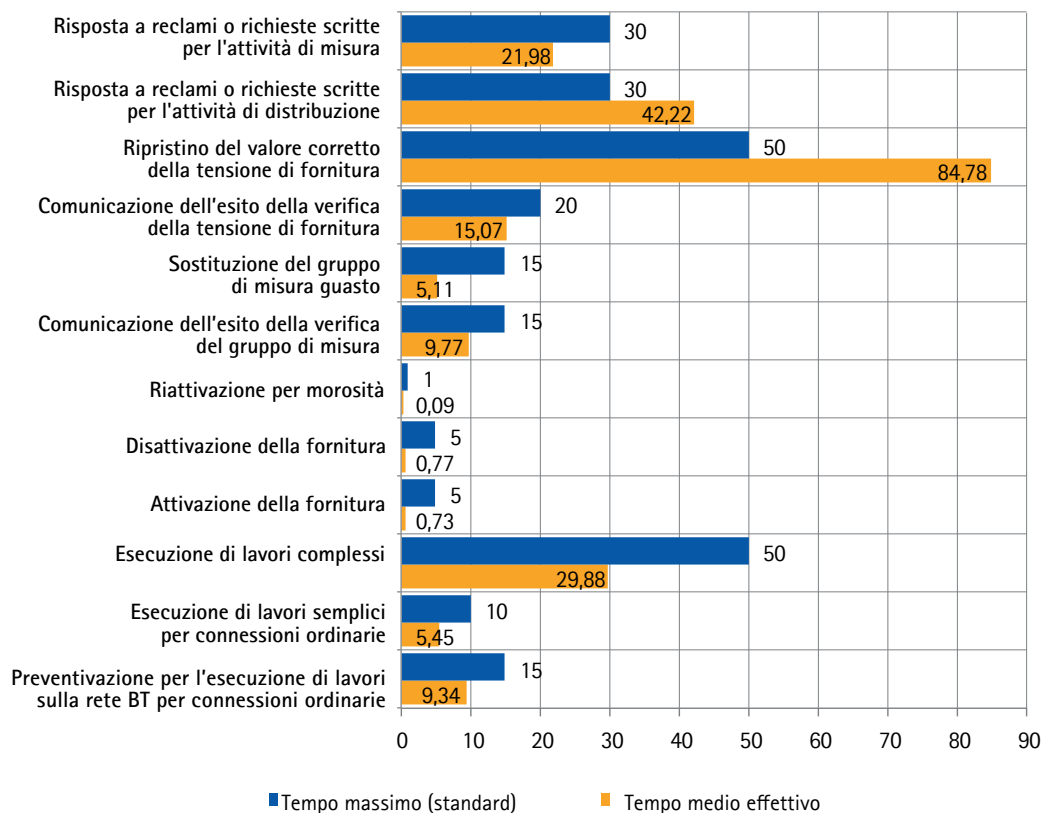
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Per le risposte motivate a reclami scritti e le richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono 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 2017 per categoria di utenza (Figg. da 2.37 a 2.43), si può osservare che, con esclusione del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura per i clienti in bassa tensione e per i produttori in bassa tensione, il tempo medio effettivo è migliore del tempo massimo fissato dall'Autorità per ogni altra tipologia di prestazione e utenza.

FIG. 2.37

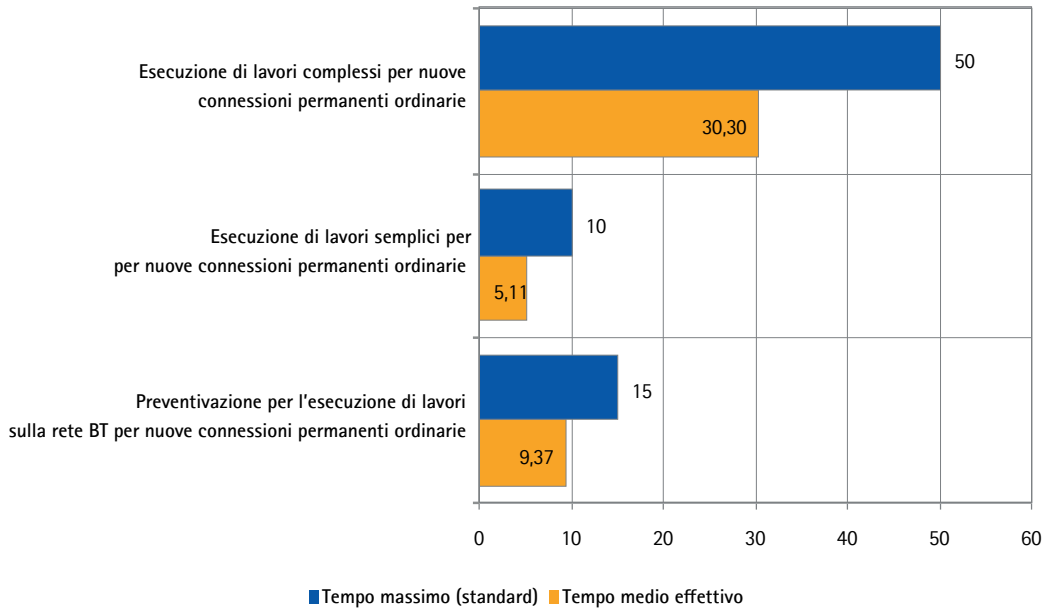
Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2017



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.38

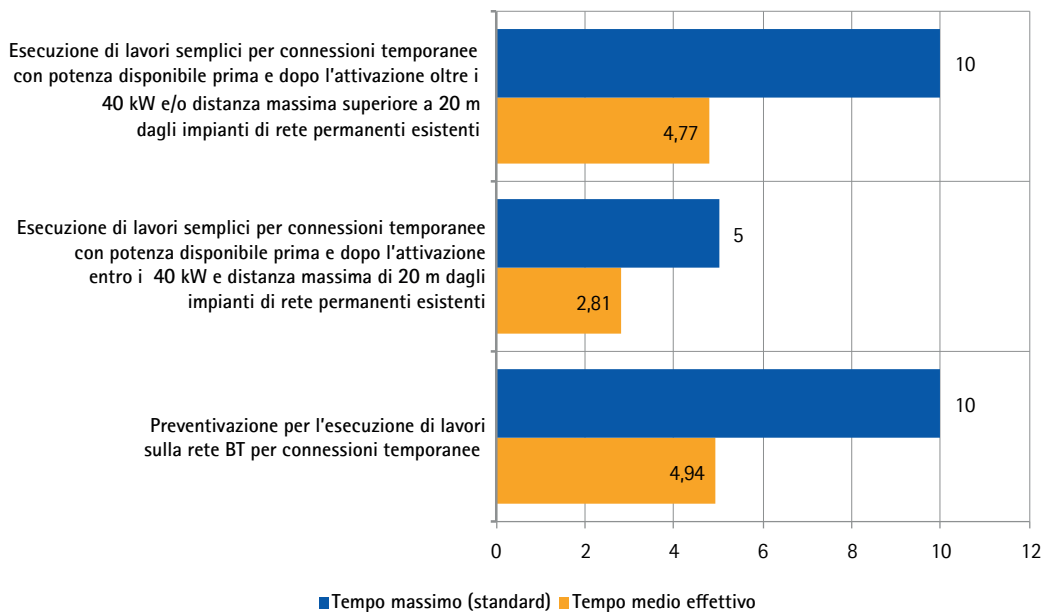
Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione nel 2017
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.39

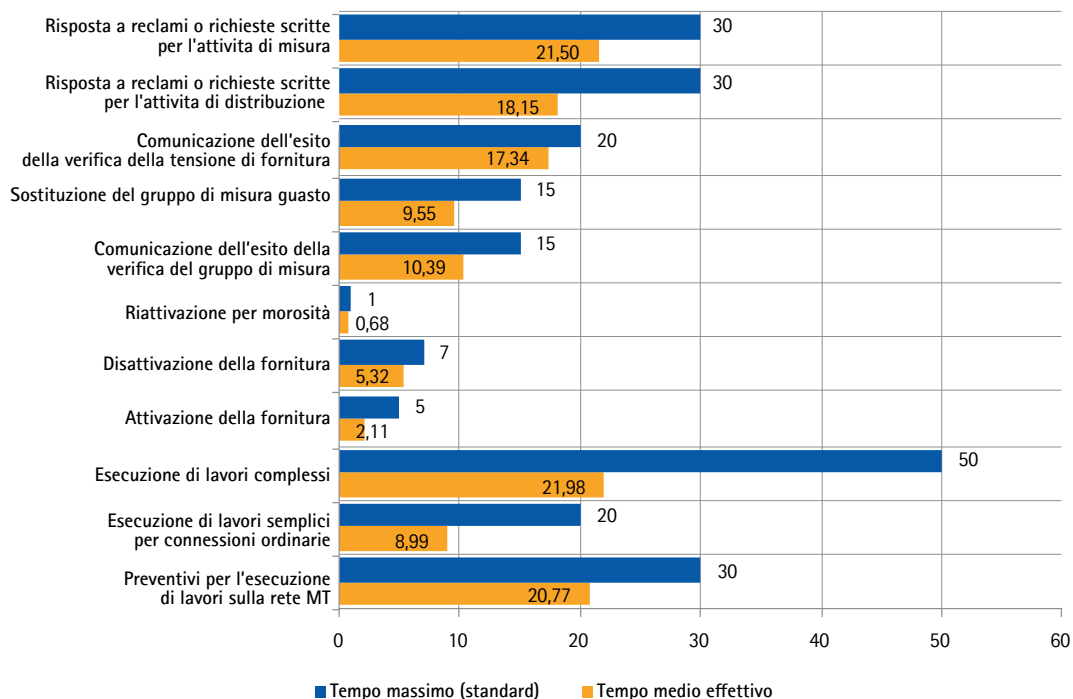
Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2016
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.40

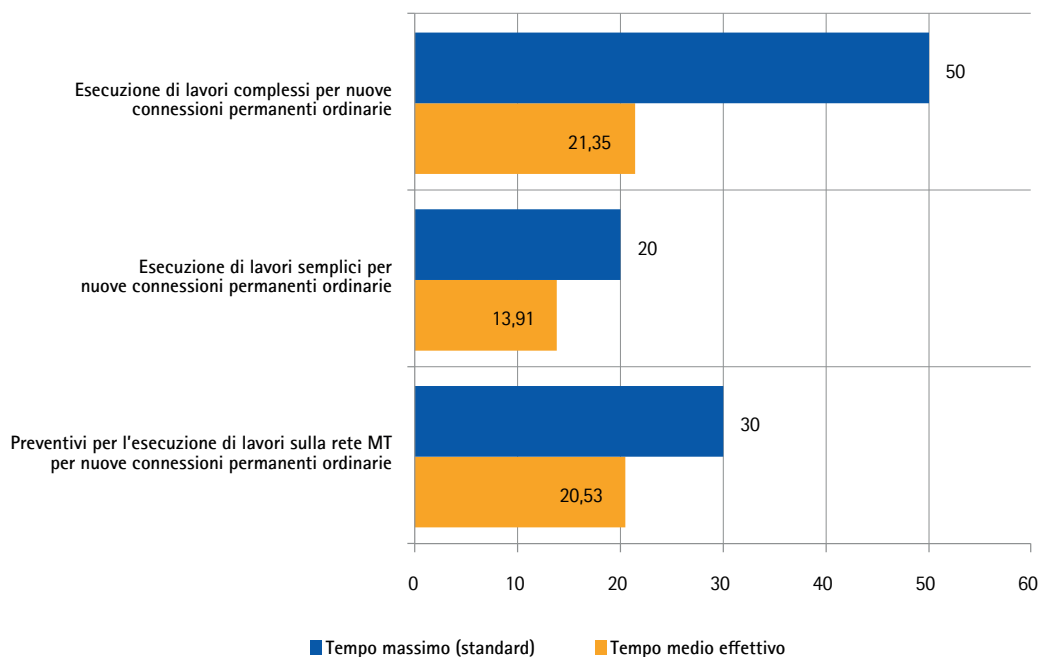
Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2017
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.41

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2017
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

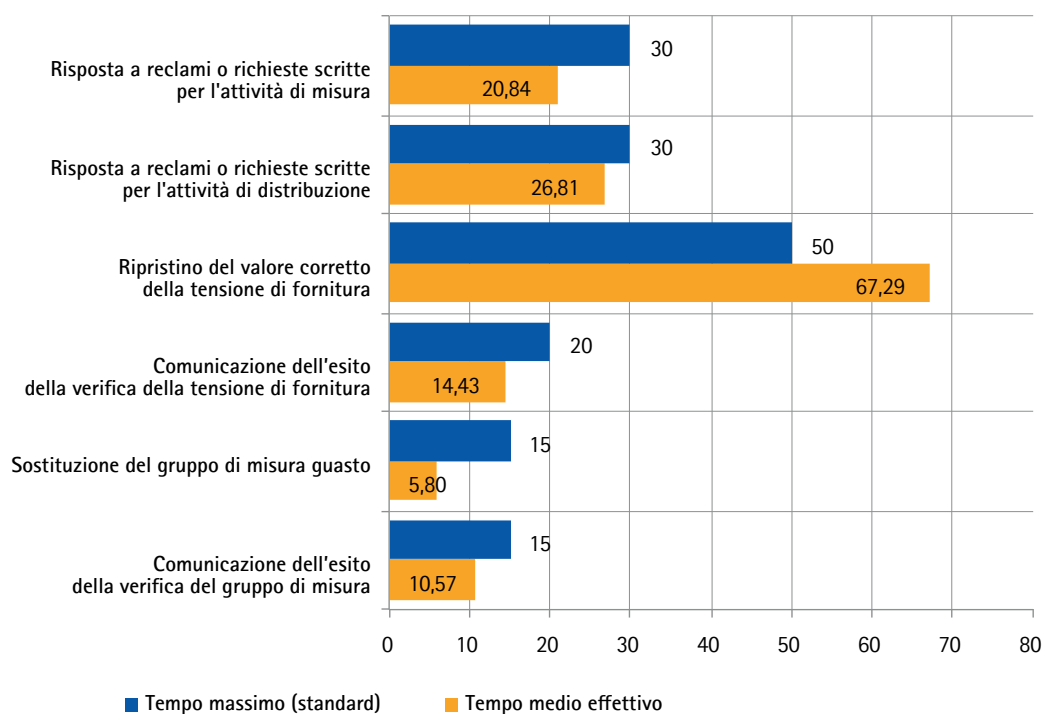


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.42

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2017

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

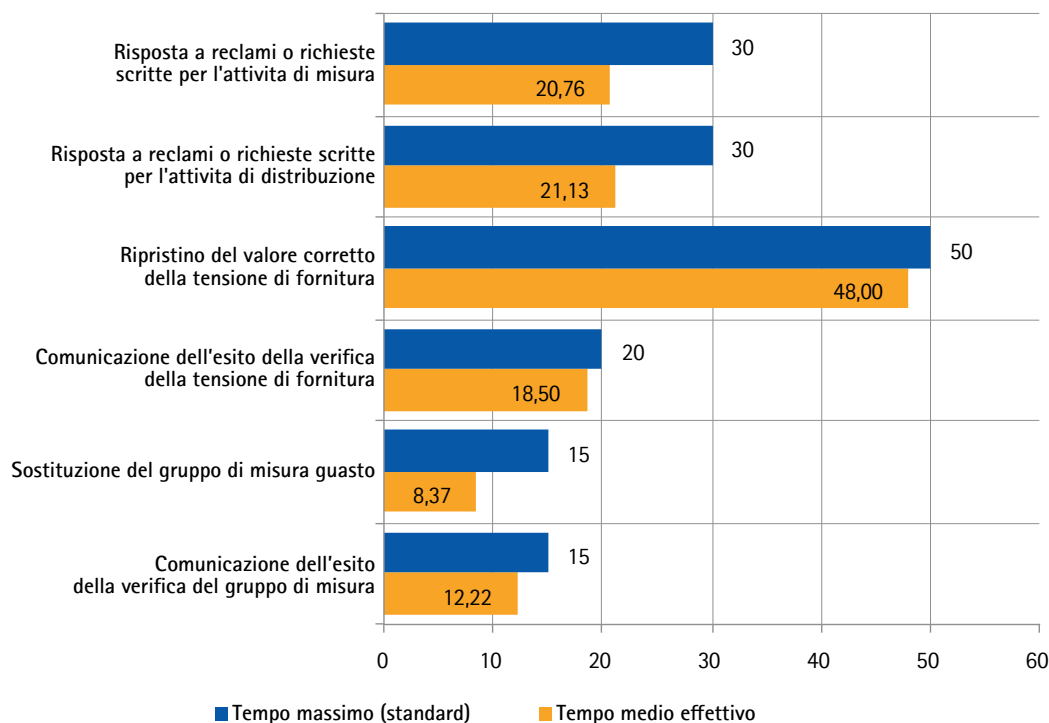


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.43

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2017

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), 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 e in capo ai distributori, per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori e, in particolare, per:

- richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01);
- richiesta di altri dati tecnici (M02);
- richiesta di altri dati tecnici complessi (M02C).

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 non 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 2.88 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 2017. Esaminando le prestazioni, si osserva che:

- per la richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura, il tempo medio effettivo è leggermente peggiore dello standard fissato dall'Autorità;
- per la richiesta di dati tecnici senza la lettura del gruppo di misura (altri dati tecnici), il tempo medio effettivo è peggiore dello standard fissato dall'Autorità per il primo semestre 2017 e migliore dello standard fissato dall'Autorità per il secondo semestre 2017.

TAV. 2.88

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2017
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10 giorni lavorativi	4.668	10,17	7,63%	309
Richiesta altri dati tecnici (M02) – fino al 30 giugno 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	15 giorni lavorativi	33.864	19,07	11,27%	2.381
Richiesta altri dati tecnici (M02) – dall'1 luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10 giorni lavorativi	13.167	6,61	4,33%	2.947
Richiesta altri dati tecnici (M02C) – dall'1 luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	15 giorni lavorativi	11.315	10,06	2,87%	260

Fonte: Dichiarazioni dei distributori ad ARERA.

3.

Struttura, prezzi e qualità
nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale

Nel 2017 l'economia italiana ha segnato una robusta ripresa: secondo i dati dell'Istat, il PIL ai prezzi di mercato ha raggiunto 1.716.238 milioni di euro correnti, con un aumento del 2,1% rispetto all'anno precedente. La crescita, misurata in volume¹, è risultata pari all'1,5% rispetto al 2016, con un tasso, quindi, comparabile a quello degli anni pre-crisi. La crescita è stata trainata dal buon andamento del settore industriale (il valore aggiunto dell'industria in senso stretto è cresciuto del 2%), delle attività dei servizi (1,5%) e delle costruzioni (0,8%).

L'indice Istat della produzione industriale ha messo a segno un incremento del 3% rispetto al 2016. Il dettaglio settoriale dell'indice evidenzia che i comparti manifatturieri che sono cresciuti di più sono: la produzione di prodotti farmaceutici di base e preparati farmaceutici (7,4%), la fabbricazione di mezzi di trasporto (5,6%), le altre industrie manifatturiere, riparazione e installazione di macchine ed apparecchiature (4,6%). Anche i settori maggiormente *gas intensive* hanno evidenziato ottimi risultati: è andata bene la metallurgia (3,7%), un incremento del 2,9% si è avuto nella fabbricazione di prodotti chimici, la fabbricazione di plastiche e lavorazione di minerali non metalliferi è aumentata dell'1,8%, mentre le produzioni di legno, carta e stampa sono aumentate solo dello 0,2%.

Nel 2017, inoltre, il clima si è presentato più rigido nei mesi invernali e più caldo in estate. In particolare, l'estate 2017 è stata per l'Italia la seconda più calda dal 1800, dopo quella del 2003 (con una temperatura media di quasi 3 gradi superiore alla media climatica del periodo 1971-2000, secondo il CNR).

In base ai dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2017 il consumo netto di gas naturale è salito di 5,5 miliardi di metri cubi, attestandosi a 72,6 G(m³) dai 68,9 G(m³) del 2016. In termini percentuali, il consumo ha messo a segno un incremento del 5,5%, il terzo consecutivo.

Seguendo gli andamenti economici sopra delineati, nel 2017 i consumi industriali hanno registrato una marcata risalita, pari all'8,3%, di poco superiore all'8,2% evidenziato dai consumi della generazione termoelettrica, ancora favorita nella prima parte dell'anno dalla temporanea indisponibilità delle centrali nucleari francesi che ha ridotto le importazioni di energia elettrica dalla Francia. Più contenuto, invece, è risultato l'aumento dei consumi civili (residenziale e terziario), cresciuti del 2,1% rispetto al 2016. I consumi degli altri usi, che contengono in particolare quelli per autotrazione, sono invece saliti solo dello 0,7%.

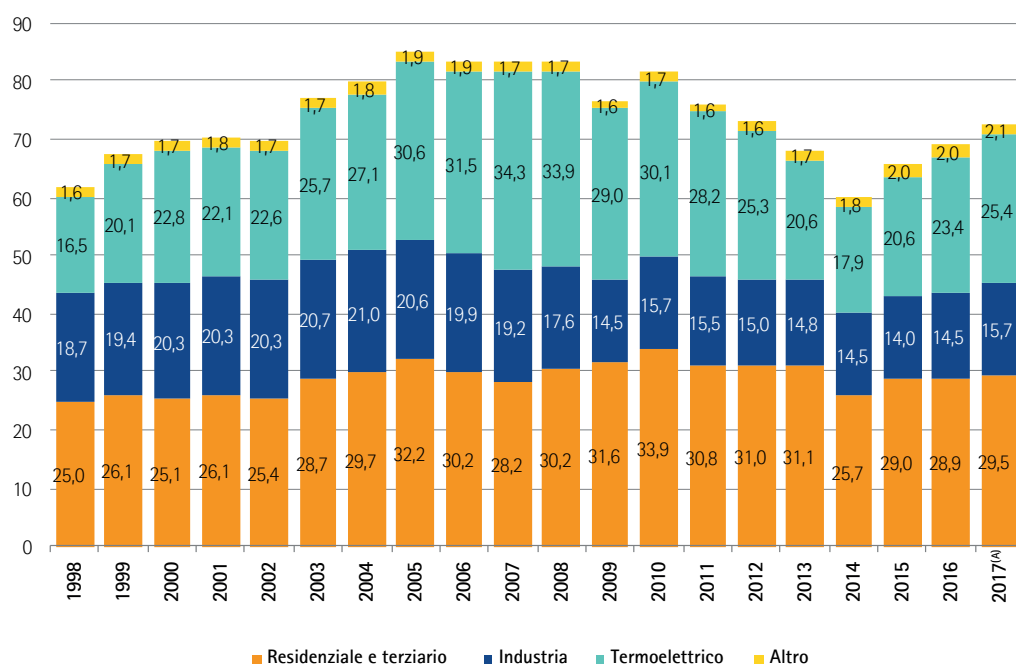


FIG. 3.1

Consumi di gas naturale per settore
G(m³)

(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

¹ Cioè valutata con i prezzi concatenati all'anno di riferimento 2010 per depurarla dagli effetti dell'inflazione.

La domanda finale di gas ha quindi raggiunto nel 2017 l'85% del punto di massimo, toccato nel 2005, quando i consumi furono pari a 85,3 G(m³).

La crescita della domanda finale è stata accompagnata da un adeguato aumento delle importazioni nette (6,6%). I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, cresciuti di 4,4 G(m³) rispetto al 2016, raggiungendo 69,7 G(m³); le esportazioni si sono ridotte di 61 M(m³). Ancora una riduzione si è avuta nella produzione nazionale (-4,3%), seppure inferiore a quella dell'ultimo quinquennio. Nel corso dell'anno i prelievi da stoccaggio sono risultati superiori alle immissioni; pertanto i volumi in stoccaggio a fine anno sono risultati di 235 M(m³) più bassi dei quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore netto dei consumi nazionali nel 2017 è risultato pari a 72,6 G(m³), un valore del 5,5% più alto del 2016.

Poiché, come si è visto, l'aumento della domanda interna è stato soddisfatto da maggiori importazioni, il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo, è ulteriormente salito al 92,7%, il valore più alto registrato finora.

Come di consueto, il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è redatto tradizionalmente riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori regolati in base al gruppo di appartenenza dichiarato presso l'Anagrafica operatori, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nel caso in cui un'impresa dichiari di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerata come gruppo a sé. I gruppi sono stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi, cioè alla somma dei quantitativi relativi agli autoconsumi, alle vendite effettuate all'ingrosso e a quelle realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. Le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie.

Come nell'anno precedente, nel 2017 i gruppi principali sono stati Eni, Engie, Enel ed Edison, i cui impieghi sono risultati rispettivamente pari a 63,2 G(m³), 35,9 G(m³), 28 G(m³) e 27,4 G(m³) e tutti in aumento rispetto a quanto rilevato per il 2016, a eccezione di Engie che anche nel 2017 ha fatto registrare una diminuzione per l'anno considerato, pari a circa 300 M(m³).

Nella classe con impieghi compresi tra 10 e 15 G(m³) è confermata la presenza del solo gruppo Royal Dutch Shell con impieghi pari a

10,1 G(m³), che risultano ancora in diminuzione rispetto al 2016 di circa 200 M(m³).

Nella classe dei gruppi i cui impieghi sono compresi tra 2 e 10 G(m³), sono presenti ventitré gruppi, dieci in più rispetto al 2016, con vendite e autoconsumi che passano dai 7,5 G(m³) di A2A che, dunque risulta ulteriormente in crescita rispetto all'anno precedente quando aveva impieghi pari a 6,8 G(m³), ai poco più di 2,0 G(m³) di Enet Energy. Tutti i gruppi che ricadevano in questa classe nel 2016 rientrano anche quest'anno nella medesima classe, sebbene con posizionamenti diversi all'interno della classe stessa; tra tutti vale la pena rilevare che Hera è passata in quarta posizione con un aumento di circa 1 G(m³) nei due anni considerati, EdF dalla dodicesima alla quinta posizione con un incremento di 3 G(m³), Enoi che con una diminuzione di impieghi di circa 2 G(m³) è passato dalla quinta alla dodicesima posizione. Tutti gli altri gruppi, anche quando hanno perso posizioni rispetto al 2016, hanno comunque mantenuto più o meno stabili i propri impieghi e la perdita di posizioni è da imputarsi in particolare alla crescita di altri gruppi, nuovi entranti nella classe.

Nella classe dei gruppi con impieghi tra 1 e 2 G(m³) ci sono 10 gruppi (la metà di quelli presenti lo scorso anno) con impieghi che passano dai 1,9 G(m³) di Vitol a poco più di 1 G(m³) di Dolomiti Energia.

Sono, invece, 60 i gruppi della classe con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m³) (nel 2016 erano 66) le cui vendite e/o autoconsumi passano dai 992,5 G(m³) del maggiore ai 101 G(m³) del più piccolo, mentre nell'ultima classe ricadono 343 gruppi (23 in più rispetto al 2016) con impieghi che passano da 98,6 G(m³) del più grande alle poche centinaia di m³ dei più piccoli.

Per il 2017, dunque, appaiono particolarmente accentuate sia la mobilità dei gruppi tra le diverse classi, sia i nuovi ingressi nel mercato come si spiegherà più diffusamente nel corso del Capitolo, specialmente nel paragrafo che riguarda il mercato al dettaglio; questi due aspetti, uniti al fatto che non sono esattamente gli stessi soggetti a partecipare alla rilevazione da cui sono tratti i dati, determinano una connotazione delle classi che può risultare diversa rispetto a quella degli anni passati.

Per quello che riguarda la coltivazione di gas naturale, la situazione è rimasta praticamente immutata rispetto al 2016; quasi tutto il gas prodotto in Italia, risulta, infatti, nella disponibilità del gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison e alcuni piccoli altri piccoli coltivatori.

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale
2017G(m³); valori riferiti ai gruppi
industriali

	GRUPPO ENI	15-45 G(m ³)	10-15 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
Produzione nazionale netta	4,2	0,5	0,6	-	-	0,1	0,0	5,4
Importazioni nette ^(A)	33,3	23,4	0,6	6,9	1,4	1,2	0,1	66,9
Variazioni scorte	0,4	-0,6	0,2	0,4	-0,1	0,0	0,0	0,4
Stoccaggi al 31 dicembre 2014	1,4	1,4	0,5	4,7	0,4	0,3	0,0	8,8
Stoccaggi al 31 dicembre 2015	1,0	1,9	0,3	4,3	0,5	0,3	0,0	8,4
Acquisti sul territorio nazionale	28,9	69,3	8,6	72,2	11,5	20,1	5,2	215,7
- da Eni	25,8	7,1	1,6	9,2	1,9	1,8	0,5	47,9
- da altri operatori	3,2	62,2	7,0	63,0	9,5	18,2	4,8	167,8
Acquisti in Borsa	0,0	0,3	0,2	1,5	0,1	0,5	0,1	2,6
Cessioni ad altri operatori nazionali	44,7	70,5	9,0	61,6	10,4	10,3	0,9	207,4
- di cui vendite al PSV	38,5	54,9	8,3	50,7	7,6	6,4	0,5	166,9
Vendite in Borsa	0,2	0,6	0,2	1,5	0,2	0,7	0,1	3,5
Trasferimenti netti	-3,2	-0,9	0,1	0,5	0,1	0,1	0,0	-3,3
Consumi e perdite ^(B)	0,5	0,6	0,1	0,5	0,1	0,1	0,0	2,0
Autoconsumi	5,9	4,6	0,1	3,1	0,1	1,1	0,2	15,0
Vendite finali	12,4	15,6	0,9	14,8	2,3	9,7	4,2	60,0
- di cui a clienti finali collegati	0,8	6,7	0,0	4,6	0,1	1,5	0,3	14,0
Al mercato libero	9,3	14,3	0,9	12,9	1,7	8,4	3,4	50,8
Al mercato tutelato	3,2	1,2	-	1,8	0,6	1,3	0,9	9,0
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	-	0,1	-	0,0	-	-	-	0,2
Vendite finali per settore ^(C)	12,4	15,5	0,9	14,8	2,3	9,7	4,2	59,8
Domestico	4,0	3,5	-	3,1	0,9	2,2	1,5	15,2
Condominio uso domestico	0,3	0,1	-	0,5	0,1	0,8	0,7	2,5
Commercio e servizi	1,4	0,7	0,0	1,9	0,6	1,8	1,0	7,4
Industria	5,3	6,1	0,8	3,0	0,7	3,2	0,7	19,8
Generazione elettrica	1,2	5,0	-	5,9	0,1	1,2	0,2	13,5
Attività di servizio pubblico	0,2	0,0	-	0,4	0,1	0,5	0,1	1,3

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi gli acquisti 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.

Le importazioni risultano in ulteriore aumento rispetto all'anno precedente, con volumi significativi di gas importato specialmente nelle classi degli operatori di più grande dimensione e con un volume di gas esportato che è complessivamente di quasi 2 G(m³); da notare come nei gruppi di più piccola dimensione la quota di gas acquistata direttamente da Eni sia rispettivamente pari a 8,4% e 8,6%, (l'anno scorso i due valori erano pari a 9,9% e 8,5%), confermando, dunque, come già evidenziato per il 2016, che il mercato è piuttosto dinamico e che l'operatore principale non è necessariamente il soggetto

a cui gli operatori più piccoli si rivolgono per il proprio approvvigionamento.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, risultano anche per il 2017 particolarmente significative arrivando a coprire il 73,8% dei volumi venduti e autoconsumati; tali vendite risultano elevate in tutti i gruppi a eccezione dei gruppi con vendite inferiori a 0,1 G(m³), dove la stessa quota è appena pari al 17,9% e dove sono raggruppati i soggetti che sono concentrati sulla vendita al dettaglio. Rispetto al 2016 è cresciuto ulteriormente anche il valore delle

vendite al Punto di scambio virtuale (PSV), che ammonta a 166,9 G(m³), mentre nel 2016 tale valore era pari a 154,6 G(m³) rappresentando in tutti e due gli anni circa il 79% del gas venduto all'ingrosso. La quota di vendite al PSV è particolarmente elevata in tutti i gruppi, superando in tutte le classi il 50% del gas ceduto all'ingrosso; la classe in cui risulta meno rilevante è quella dei gruppi con impieghi sotto 0,1 G(m³) dove tale quota è del 55,7%.

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi si attesta, nel 2017, nuovamente al 5,3%; se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come il gas riservato al proprio fabbisogno, nell'ambito di ciascun gruppo, sia sempre significativo, con una quota pari al 10,1% rispetto al 9,8% dello scorso anno. Eni destina il 10,6% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre i gruppi che gli riservano la quota maggiore sono i più grandi, con impieghi compresi tra 15 e 45 G(m³), e quelli con impieghi tra 0,1 e 1 G(m³), con quote rispettivamente pari a 12,3% e 12,2%.

Le vendite al mercato finale, dove 0,2 G(m³) sono stati destinati alle forniture di ultima istanza e di *default*, hanno rappresentato

anche nel 2017 il 21% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari al 78,3%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m³) tali vendite equivalgono al 44,4% del gas impiegato. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2017 il 15% delle vendite complessive al mercato finale (contro il 16,6% dell'anno precedente); per Eni la quota di gas destinata al mercato tutelato è stata pari al 25,4%, mentre per gli operatori della classe più piccola pari al 20,2%.

La classe in cui, tuttavia, la quota di vendite al mercato tutelato è più significativa è quella relativa ai gruppi i cui impieghi sono compresi tra 1 e 2 G(m³); è in questa classe infatti che è più rilevante la quota di vendite a clienti domestici (37,7%). La quota maggiore di vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi), che è del 78,5%, si registra come tutti gli anni nella classe dei gruppi di più piccola dimensione, che tendono ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita, soprattutto quando si tratta di soggetti esistenti da prima della liberalizzazione, o di soggetti nuovi che tendono ad affacciarsi sul mercato servendo clienti con consumi contenuti.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Secondo i dati pre-consuntivi pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico nel bilancio gas, nel 2017 la produzione nazionale si è attestata a 5.538 M(m³), in calo del 4,3% rispetto al 2016. Poiché il fabbisogno interno lordo è al contempo cresciuto del 6%, il tasso di copertura si è ulteriormente ridotto al 7,4%.

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 2017 sono stati complessivamente estratti 5.657 M(m³) di gas naturale: 3.754 M(m³) dal mare e 1.903 M(m³) dai campi situati in terraferma. Il calo produttivo, secondo questa fonte, è maggiore e quantificabile in un -6% rispetto al 2016. Diversamente dagli anni

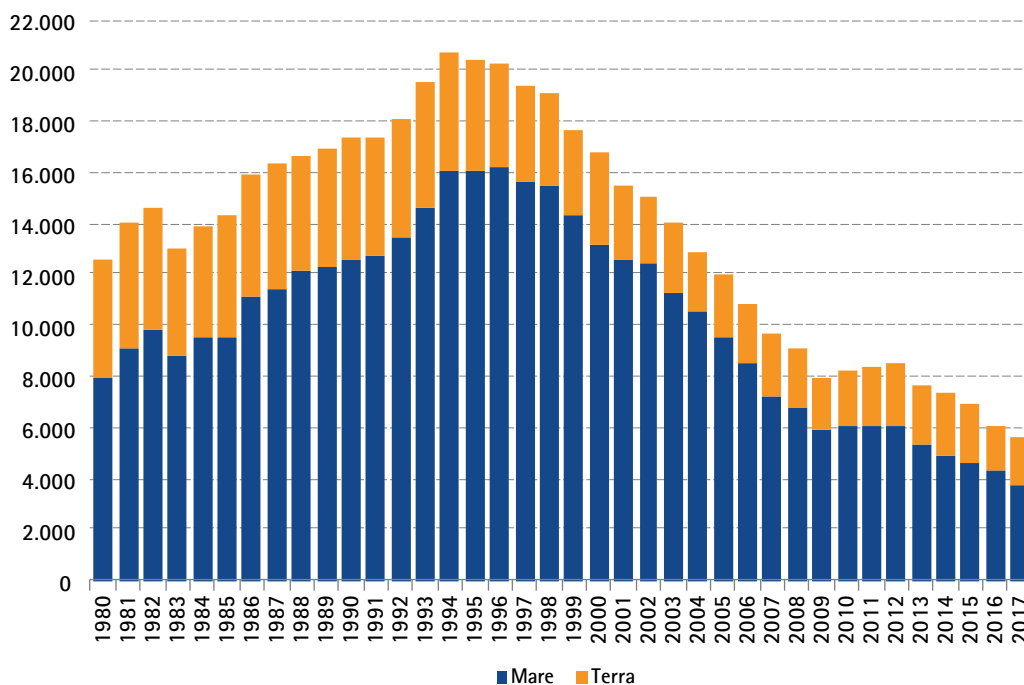


FIG. 3.2

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
M(m³)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

precedenti, il calo si è realizzato unicamente nei giacimenti a mare che hanno perso il 12% della produzione dell'anno precedente, mentre le coltivazioni in terraferma hanno estratto l'8,5% di gas in più rispetto al 2016, dopo quattro anni consecutivi di calo. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è risalita a un terzo dell'intera produzione nazionale.

La Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche ha stimato le riserve certe di gas al 31 dicembre 2017 in 44,7 G(m³) e quelle probabili in 55,8 G(m³) (Fig. 3.3). Rispetto ai dati valutati al 31 dicembre 2016, le riserve certe risultano aumentate del 17,2%, quelle probabili del 3,9%, quelle possibili dell'8,1%². La parte più rilevante delle riserve certe, il 60%, si trova in mare, mentre il restante 40% è localizzato in terraferma (pressoché interamente al Sud).

Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni e contando solo sulle riserve certe, la produzione di gas naturale si esaurirebbe in circa sette anni, sebbene parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbero trasformarsi in riserve certe, grazie all'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti.

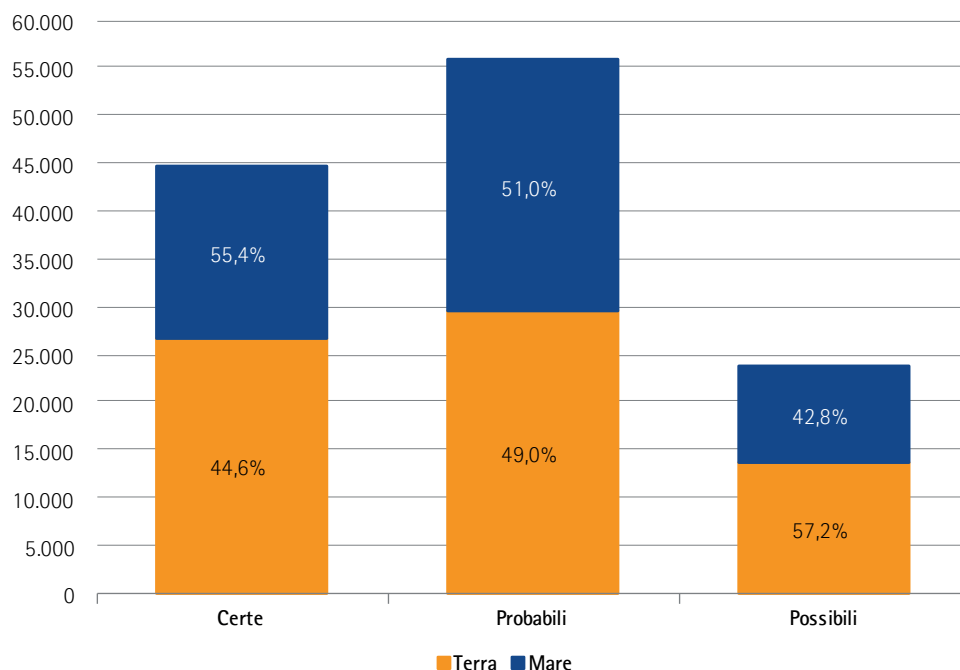
In base ai dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito: Autorità), nel 2017 sono stati estratti complessivamente 5.383 M(m³) da 20 imprese (erano 21 nel 2016), riunite in 16 gruppi societari. Poiché lo scorso anno la produzione era stata di 5.551 M(m³), nel 2017 il calo misurato nei dati raccolti dall'Indagine è stato del 3%.

Nel 2017 la quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è scesa al 77,1% contro l'81,5% registrato nel 2016. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell, che possiede l'11,3%. La quota di quest'ultimo è cresciuta rispetto allo scorso anno, quando era pari all'8,3%, anche perché la produzione per questo gruppo è aumentata del 31,4%. Come nel 2016, inoltre, una buona crescita ha evidenziato la produzione del gruppo Edison: 474 M(m³) nel 2017 contro i 391 M(m³) del 2016. Perciò la quota del gruppo è salita dal 7% all'8,8%. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota dell'1,8%, leggermente inferiore al 2% ottenuto nel 2016.

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

FIG. 3.3

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2017
M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2017
M(m³);

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	4.153	77,1%
Royal Dutch Shell	607	11,3%
Edison	474	8,8%
Gas Plus	95	1,8%
Altri	54	1,0%
TOTALE	5.383	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	5.538	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Importazioni

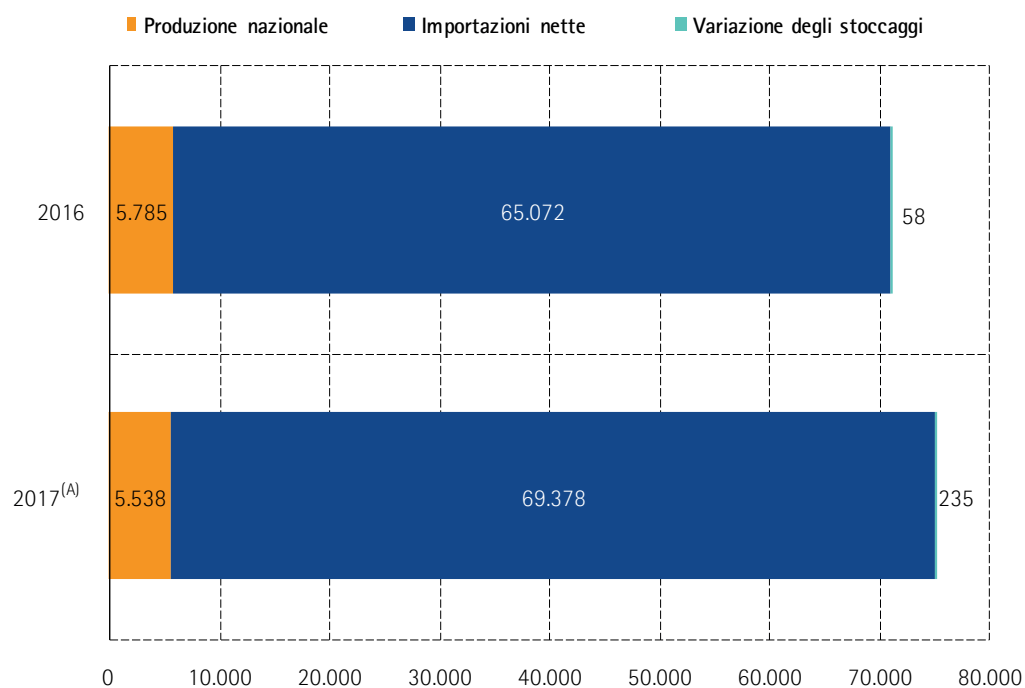
Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2017 le importazioni di gas in Italia sono ammontate a 69.651 M(m³) e sono quindi cresciute del 6,7% rispetto al 2016, in quanto abbiamo acquistato 4.367 M(m³) in più dell'anno precedente. Anche le esportazioni sono aumentate da 212 a 273 M(m³). Pertanto il saldo estero è salito da 65.072 a 69.378 M(m³).

Parte della domanda è stata soddisfatta anche con il gas prelevato da stoccaggio: a fine anno, infatti, i prelievi hanno superato le immissioni di 235 M(m³). Poiché la produzione nazionale è scesa

a 5.538 M(m³), i quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2017 (Fig. 3.4) sono valutabili in 75.151 M(m³), 6 punti percentuali al di sopra di quelli del 2016. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è ovviamente cresciuto nuovamente e ha raggiunto il 92,7%.

La figura 3.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza del gas³. Con l'eccezione dei volumi provenienti dall'Olanda, che sono diminuiti quasi del 70% rispetto al 2016, sono aumentate le importazioni da tutti gli altri paesi da cui l'Italia acquista il gas importato. In particolare, rispetto al 2016 sono

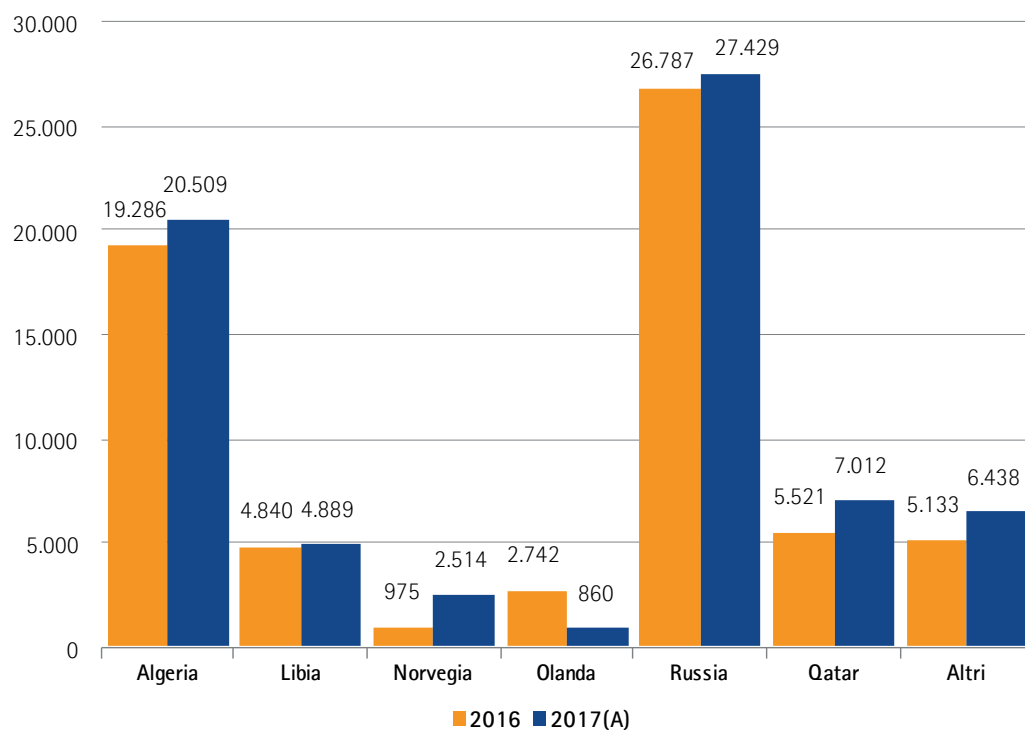
3 Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Anche il gas importato in regime di swap è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas stesso.



(A) Dati preconsuntivi.
Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.4

Immissioni in rete negli ultimi due anni
M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.5

Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza
M(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas

giunti nel territorio nazionale 1,54 G(m³) in più dalla Norvegia, 1,5 G(m³) in più dal Qatar, 1,2 G(m³) in più dall'Algeria e 1,3 G(m³) da altre zone. I quantitativi provenienti dalla Russia, invece, sono cresciuti solo di 642 M(m³) rispetto al 2016.

Per effetto di queste variazioni, nel 2017 il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è sceso al 39% dal 41% del 2016, così come la quota dell'Algeria è scesa dal 30% al 29%. Il terzo paese per importanza è il Qatar da cui arriva il 10% del gas complessivamente

importato in Italia, seguito dalla Libia la cui quota è rimasta stabile al 7%. Il 9% delle importazioni italiane del 2017 è arrivato dall'insieme degli altri paesi. È rimasta invariata, infine, l'incidenza di Norvegia e Olanda che insieme contano per il 5%.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2017 sono stati importati in Italia 68,8 G(m³), 4,9 in più rispetto al 2016⁴. L'aumento è stato, quindi, del 7,7%, un punto percentuale in più di quello valutabile nei dati del Ministero dello sviluppo economico⁵. Il 4,5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 3,1 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee (Tav. 3.3).

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2017, pari a 35,2 G(m³), sono risultati del 5,1% superiori a quelli del 2016. Come nel 2016, l'aumento delle importazioni di Eni è stato inferiore a quello registrato dal totale delle importazioni nazionali; ciò ha fatto scendere ulteriormente la quota di mercato della società al 51,1% (50,5% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 52,3% evidenziato appunto nel 2016. Si tratta della terza riduzione consecutiva dal 2010, quando – grazie all'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000,

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas in Italia nel 2017
M(m³); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2016
Eni	35.155	51,1%	1°
Edison	15.414	22,4%	2°
Enel Trade.	7.973	11,6%	3°
Dufenergy Trading	1.730	2,5%	4°
Gunvor International	886	1,3%	42°
Enoi	602	0,9%	5°
Bp Energy Europe Sede Secondaria	601	0,9%	36°
Shell Energy Europe Limited	591	0,9%	8°
Axpo Italia	499	0,7%	6°
Met International	359	0,5%	11°
A2A ^(A)	357	0,5%	16°
Hera Trading	347	0,5%	12°
Ascotrade	325	0,5%	13°
Uniper Global Commodities	301	0,4%	15°
Iren Mercato	294	0,4%	10°
Worldenergy	284	0,4%	7°
Gas Intensive	267	0,4%	19°
Omv Gas Marketing & Trading	227	0,3%	20°
Spigas	206	0,3%	31°
Statoil	203	0,3%	35°
Altri	2.164	3,1%	-
TOTALE	68.787	100%	-
Di cui: Importazioni dalle Borse europee	3.084	4,5%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	69.650	-	-

(A) La posizione indicata per il 2016 era occupata da A2A Trading, che è stata incorporata in A2A dal 31 dicembre 2016.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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.

n. 164⁶ – la porzione di gas estero approvvigionata da Eni era scesa al 39,2%. Da allora, scaduti gli effetti del provvedimento legislativo, tale quota era costantemente cresciuta fino al 2014, anno in cui ha raggiunto il 56,5%.

Anche le importazioni di Edison, seconda in classifica, sono cresciute, curiosamente della stessa percentuale di quelle di Eni (5,1%) seppure da livelli più bassi. Nel 2017 la società ha approvvigionato 15,4 G(m³), 0,7 in più rispetto al 2016. La sua quota nel mercato dell'importazione è scesa al 22,4% dal precedente 23% e la distanza da Eni si è accorciata ancora di un altro punto percentuale (dopo i tre punti erosi nel 2016).

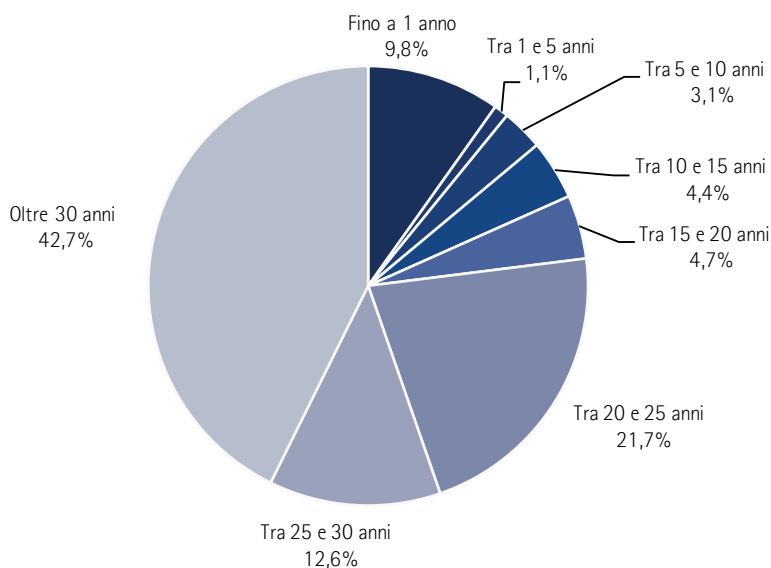
Un elevato incremento si è avuto anche nelle importazioni di Enel Trade, passate da 7,2 a circa 8 G(m³) nel 2017. Quindi, Enel Trade è rimasta al terzo posto con una quota dell'11,6%, appena superiore all'11,3% ottenuto nel 2016. Come nel 2016, anche nel 2017 la quarta posizione nella classifica degli importatori è occupata da Dufenergy Trading, i cui quantitativi importati, tuttavia, rappresentano poco più di un quinto di quelli di Enel Trade, cioè del terzo importatore.

Il panorama degli importatori dalla quarta posizione in classifica in giù mostra una certa vivacità e variazioni di posizione in qualche caso notevole, 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 notare comunque il forte incremento dei volumi approvvigionati da diverse imprese rispetto al 2016, tra le quali ne spiccano due: Gunvor International, la compagnia globale di commercio delle commodity energetiche con sede a Ginevra (Svizzera) e BP Energy Europe, il cui aumento nelle importazioni del 2017 è dovuto ai maggiori quantitativi acquisiti ad Arnoldstein e a nuovi approvvigionamenti di GNL consegnati a Cavarzere.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 58,5 dei 68,8 G(m³), cioè l'85,1% del gas entrato nel mercato italiano. Diversamente dagli anni scorsi, tale quota è in riduzione (era 86,6% nel 2016) per via della discesa delle quote di Eni ed Edison, non compensata dell'incremento della quota di Enel Trade.

L'analisi delle annual contract quantity pattuite nei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2017 secondo la durata intera (Fig. 3.6) evidenzia una struttura ancora piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è infatti pari al 77%, benché in lieve diminuzione rispetto allo scorso anno (era 79,3%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è cresciuta (10,9% contro 9,1% nel 2016), così come quella



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

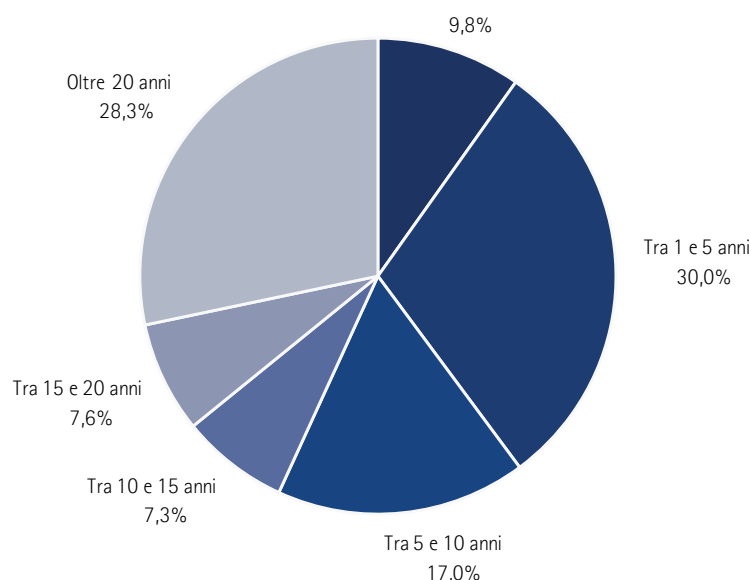
FIG. 3.6

Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2017, secondo la durata intera

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.

FIG. 3.7

Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2017, secondo la durata residua



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

dei contratti di media durata (5-20 anni) è leggermente aumentata rispetto allo scorso anno (12,1% al posto di 11,6% del 2016). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura risultano però complessivamente più basse rispetto agli ultimi anni: nel 2017, infatti, i volumi contrattati sono complessivamente pari a 84,7 G(m³), contro una media degli ultimi 3 anni intorno a 86 G(m³). L'incidenza delle importazioni spot⁷, quelle cioè con durata inferiore all'anno, nel 2017 è risalita al 9,8%, contro il 6,8% del 2016.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2017 (Fig. 3.7) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando di anno in anno: il 56,8% dei contratti (59,1% nel 2016) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 39,8% di essi (42,5% nel 2016) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. In compenso, il 35,9% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota era pari a 34,3% nel 2016.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nel 2017 l'assetto del trasporto del gas naturale è rimasto immutato. Le imprese che gestiscono la Rete di trasporto del gas nazionale e regionale sono nove: tre sulla Rete nazionale e otto operano sulla Rete regionale (Tav. 3.4).

Accanto 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 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 alla 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 un

⁷ Vale la pena ricordare che questa è stata valutata, come negli anni passati, escludendo le *annual contract quantity* di contratti spot che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.620	22.880	32.500
Società Gasdotti Italia	548	1.045	1.593
Retragas	0	407	407
Energie Rete Gas	0	98	98
Infrastrutture Trasporto Gas	83	0	83
Metanodotto Alpino	0	76	76
GP Infrastrutture Trasporto	0	42	42
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	41	41
Netenergy Service	0	36	36
TOTALE	10.251	24.625	34.876

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI				TOTALE	NUMERO DEI PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO(A)		
Piemonte	504	2.154	3.616	1.338	3.400	92	8.446	491
Valle d'Aosta	0	83	45	56	0	0	101	12
Lombardia	655	4.456	8.568	2.708	5.188	603	17.068	2.337
Trentino Alto Adige	108	373	685	341	25	0	1.051	93
Veneto	830	2.095	4.137	1.398	623	61	6.219	562
Friuli Venezia Giulia	491	567	850	729	854	160	2.592	165
Liguria	22	463	888	225	613	2	1.728	61
Emilia Romagna	1.270	2.540	4.221	2.821	2.956	6.701	16.700	734
Toscana	611	1.472	2.278	961	1.930	5	5.174	318
Umbria	180	467	507	277	77	0	860	97
Marche	303	627	877	584	3	94	1.558	187
Lazio	533	1.475	2.173	613	976	530	4.293	419
Abruzzo	584	922	711	339	339	93	1.482	298
Molise	383	514	130	68	308	441	947	132
Campania	578	1.419	1.167	455	1.030	8	2.660	623
Puglia	708	1.306	1.192	837	2.543	5	4.576	276
Basilicata	432	916	207	141	31	0	379	205
Calabria	986	1.240	300	42	2.562	5	2.907	293
Sicilia	1.073	1.536	752	943	2.127	6	3.828	265
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	11.039	11.039	2
ITALIA	10.251	24.625	33.303	14.874	25.586	19.845	93.608	7.570

(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.

piccolo tratto in Campania, 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

TAV. 3.4

Reti delle società di trasporto nel 2017

Lunghezza delle reti in km

TAV. 3.5

Attività di trasporto per regione nel 2017

Lunghezza delle reti in km; volumi riconsegnati in M(m³)

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.

Snam Rete Gas possiede il 93,2% delle reti: 32.500 km di rete sui 34.876 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.593 km di rete (il 4,6%), di cui 548 sulla Rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 407 km di rete.

Vi sono poi altri sei operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

Le attività di trasporto sono riassunte nella tavola 3.5, che riporta, con dettaglio regionale, la lunghezza delle reti, i volumi di gas trasportati 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 crescita complessiva del settore gas emerge, com'è ovvio, anche nei dati del trasporto: nel 2017 i volumi riconsegnati sulle reti hanno

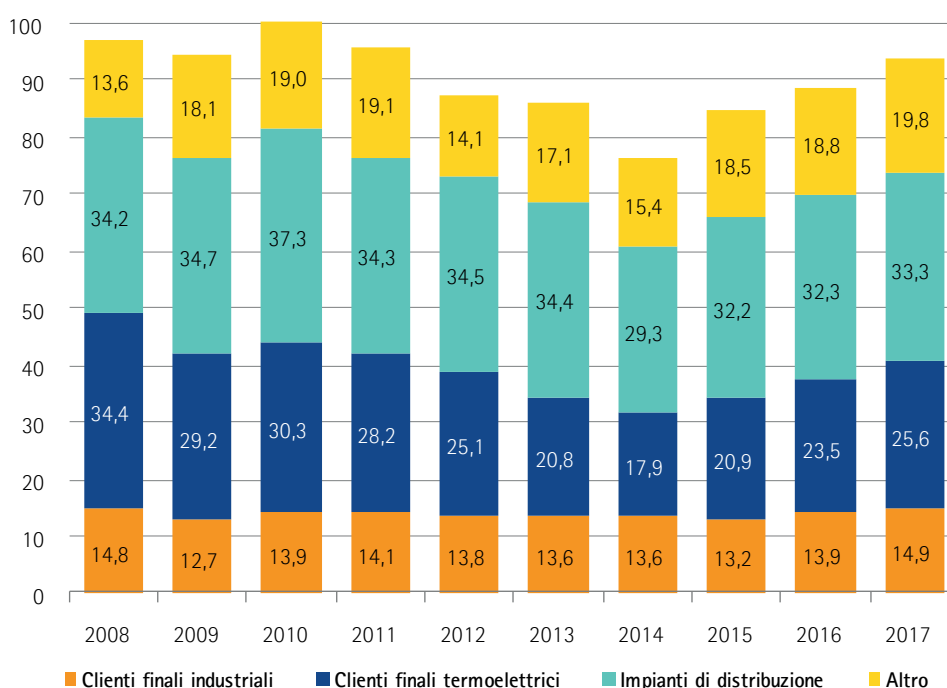
messato a segno un significativo aumento per il terzo anno consecutivo. Con 5,1 G(m³) in più rispetto al valore del 2016, i volumi trasportati sono saliti a 93,6 G(m³), realizzando un incremento del 5,8%. Il numero dei punti di riconsegna è rimasto invariato a 7.570 unità; pertanto il volume medio trasportato è salito a 12,4 M(m³) dagli 11,7 M(m³) del 2016.

Come già era accaduto nel 2016, un'ampia spinta alla crescita complessiva è venuta dal settore termoelettrico, al quale sono stati riconsegnati complessivamente 25,6 G(m³), l'8,8% di gas in più dell'anno precedente. Curiosamente, i volumi riconsegnati nel 2017 al settore industriale, agli impianti di distribuzione e alla categoria residuale "altro" risultano tutti superiori rispetto a quelli del 2016 di circa un miliardo di metri cubi, ma naturalmente tale incremento dà luogo a un valore di crescita percentuale diverso nei tre settori. L'incremento percentuale per il settore industriale, che parte dalla consistenza più bassa, risulta chiaramente il più elevato, pari al 6,9%. Un aumento del 5,6% si rileva per la categoria "altro", mentre la crescita delle riconsegne agli impianti di distribuzione, che incidono per un terzo del totale, risulta comprensibilmente quella più bassa e pari al 3,1%.

Se si allarga lo sguardo agli ultimi dieci anni (Fig. 3.8), si nota come la quantità di gas complessivamente riconsegnato alle varie tipologie

FIG. 3.8

Attività di trasporto dal 2008
G(m³); riconsegne di gas a diverse
tipologie di clienti



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

di clienti stiano recuperando terreno: nel 2017 hanno raggiunto un valore di appena 3,4 G(m³) inferiore a quello del 2008, seppure ancora 6,9 G(m³) più basso del massimo storico toccato nel 2010. Rispetto al 2008, la riduzione dei volumi trasportati appare pressoché interamente a carico dei clienti finali termoelettrici e, solo leggermente, dei clienti civili. I volumi riconsegnati al termoelettrico sono diminuiti di 8,8 G(m³), cioè del 26% rispetto a dieci anni fa, mentre quelli riconsegnati agli impianti di distribuzione sono diminuiti del 2,6%. Il recupero del settore produttivo appare invece completato: i volumi riconsegnati all'industria nel 2017 sono invariati rispetto a quelli del 2008. Al contrario, sono aumentati di oltre 6 G(m³) i volumi riconsegnati al settore "Altro" che comprende punti di esportazione, punti di uscita verso lo stoccaggio, altre imprese di trasporto e altro ancora).

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 2017-2018. Snam Rete Gas conferisce la capacità disponibile per il servizio di trasporto continuo nei punti interconnessi con l'estero tramite aste online trasparenti e non discriminatorie, organizzate mediante la piattaforma PRISMA - *European Capacity Platform*, secondo le tempistiche stabilite dal Regolamento (UE) 2017/459 del 16 marzo 2017.

Nei punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero, Snam Rete Gas conferisce capacità per il servizio di trasporto continuo di tipo:

- annuale, con effetto dall'1 ottobre di ogni anno;
- trimestrale, con effetto dall'1 ottobre, dall'1 gennaio, dall'1 aprile e dall'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 2017-2018 la capacità conferibile complessivamente è pari a 293,8 M(m³)/giorno, valore che è dato dalla somma delle capacità di tutti i punti di ingresso collegati via gasdotto meno 27,3 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 conferibile è leggermente diminuita

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale a inizio anno termico 2017-2018

M(m³) standard per giorno

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(D)
Passo Gries	59,0	11,1	47,9	18,9%	9
Tarvisio	106,9	87,5	19,4	81,9%	22
Gorizia ^(A)	1,9	0	1,9	0,0%	0
Mazara del Vallo ^(B)	107,3	93,6	13,7	87,2%	4
Gela ^(B)	46,0	18,2	27,8	39,7%	2
TOTALE ^(C)	293,8	210,4	83,4	71,6%	27
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	0,0	13,0	0,0%	-
Cavarzere	26,4	21,0	5,4	79,7%	-
Livorno	15,0	15,0	0,0	100,0%	-

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) La capacità conferibile e la capacità disponibile nei punti indicati includono 27,3 M(m³)/g di Capacità Concorrente ai sensi del Codice di Rete.

(C) 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 27,3 M(m³)/g di Capacità Concorrente.

(D) 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.

rispetto a quella dell'anno termico precedente nei punti di Tarvisio (punto di ingresso del gasdotto Tag per l'importazione dalla Russia) e Gorizia.

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 71,6% a 27 soggetti. Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2018 la medesima quota scende al 65% per la riduzione, pari a 26 M(m³)/giorno delle capacità conferite a Mazara del Vallo, mentre in tutti gli altri punti si registra un lieve incremento delle capacità conferite; a Passo Gries la saturazione sale dal 18,9% al 21,1%, a Tarvisio il tasso sale dall'81,9% all'85,9% e a Gela dal 39,7% al 41,8%. La riduzione a Mazara del Vallo è dovuta all'effetto delle disposizioni introdotte con la delibera 28 settembre 2017 666/2017/R/gas dell'Autorità, che consentono 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.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche 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. All'inizio dell'anno termico il terminale di Panigaglia risulta completamente libero. 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 gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana, pari a 15 M(m³)/giorno, all'inizio dell'anno termico risultava interamente occupata. Il terminale è entrato in esercizio nel dicembre 2013.

Complessivamente, nell'anno solare 2017, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla Rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 365, contro i 342 del 2016, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%.

Conferimenti pluriennali

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 marzo 2017 per i punti di interconnessione via gasdotto e nel mese di luglio 2017 per i punti di interconnessione presso i terminali di GNL.

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 2018-2019. In esito a tali procedure e a quelle degli anni precedenti, per i prossimi 5 anni termici è stata assegnata una capacità complessiva di 220,6 M(m³)/giorno a 5 soggetti.

Come negli anni più recenti, si nota che la capacità conferita diminuisce di anno in anno e in misura notevole. Dall'anno termico 2018-2019 all'anno termico 2023-2024 la capacità conferita si riduce da 178,9 a 32 M(m³)/giorno. A parte Cavarzere, la cui capacità è come già detto riservata, e Gela, che mantiene una capacità riservata di circa 11 M(m³)/

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale per gli anni termici dal 2018-2019 al 2023-2024
M(m³) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA	ANNI TERMICI					
	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Passo Gries	7.3	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0
Tarvisio	69.7	10.6	10.0	0.0	0.0	0.0
Gorizia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mazara Del Vallo	66.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gela	11.0	10.9	11.0	11.0	11.0	10.9
Cavarzere	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
Livorno	3.8 ^(A)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Panigaglia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALE CAPACITÀ CONFERITA	178.9	43.6	43.0	32.0	32.0	32.0

(A) Nel terminale di Livorno la capacità nell'anno termico 2018-2019 è interamente assegnata solo per i primi 3 mesi, poi è nulla.

Fonte: Snam Rete Gas.

giorno per tutti gli anni considerati, nei restanti punti la capacità risulta completamente disponibile a partire dall'anno termico 2021-2022.

Stoccaggio

In Come ha sottolineato anche il documento sulla Strategia energetica nazionale pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico a novembre 2017, il sistema di stoccaggi di gas in sottterraneo italiano ha dimensioni importanti. Esso comprende una capacità a regime di 12,8 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 e della continuità degli approvvigionamenti. 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.

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.

Alla fine del 2017 è scaduto il periodo di vigenza per otto concessioni, tutte nella titolarità di Stogit. Per tali concessioni, la società ha trasmesso al Ministero dello sviluppo economico e alle Regioni le istanze di prima proroga decennale.

Lo scorso anno non sono state conferite nuove concessioni.

Nel 2017 sono proseguiti i lavori per la realizzazione del progetto di Ital Gas Storage a Cornegliano Laudense (in provincia di Lodi) dopo che, nel 2015, la società ha ottenuto dal Ministero dello sviluppo economico il differimento del termine per la conclusione dei lavori (spostato al 31 dicembre 2018) e dall'Autorità il riconoscimento degli incentivi predisposti⁸ per favorire lo sviluppo di nuova capacità di punta da stoccaggio. In particolare, sono attualmente in fase di costruzione gli impianti di superficie. A regime, la realizzazione dell'impianto dovrebbe mettere a disposizione del sistema gas italiano altri 2,2 G(m³) di capacità di stoccaggio. La messa in esercizio è attesa a partire dalla stagione invernale 2018-2019.

All'inizio dell'anno termico 2017-2018 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 17,3 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico.

TAV. 3.8

Concessioni di stoccaggio in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	SCADENZA
Alfonsine ^(A)	Stogit	100%	Emilia Romagna	85,88	01/01/2017
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	06/11/2021
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	01/01/2017
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/2024
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/06/2024
Cornegliano ^(A)	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/03/2031
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia Romagna	81,61	01/01/2017
Cugno Le Macine ^(A)	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	02/08/2032
Fiume Trieste	Stogit	100%	Abruzzo - Molise	76,79	21/06/2022
Minerbio	Stogit	100%	Emilia Romagna	68,61	01/01/2017
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	01/01/2017
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia Romagna	100,15	01/01/2017
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia Romagna	51,76	24/04/2039
Sergnano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	01/01/2017
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	01/01/2017

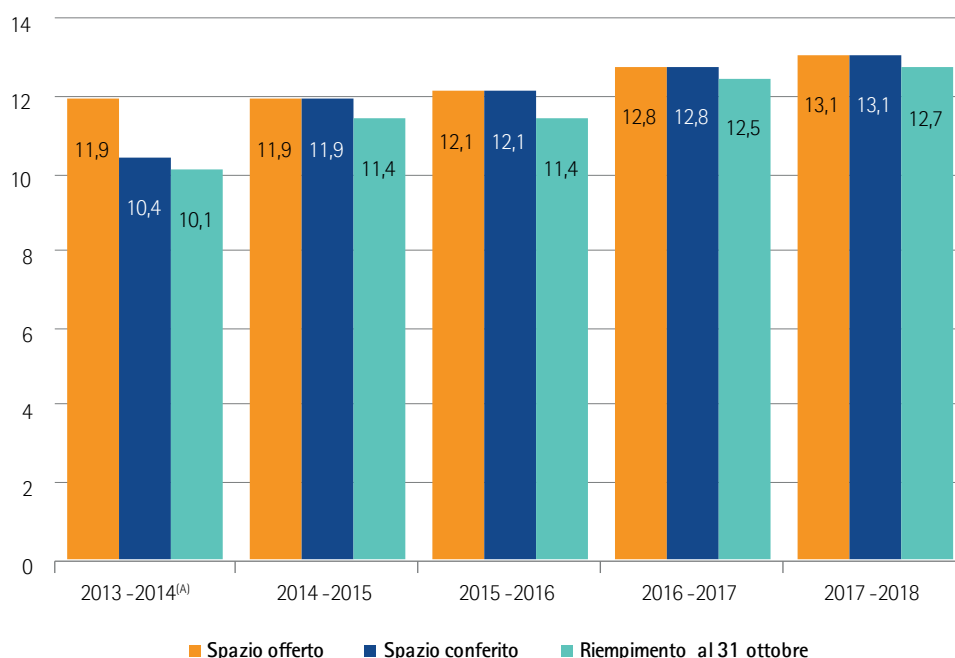
(A) Concessioni non attive.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

⁸ Adottati con la delibera 23 aprile 2015, 182/2015/R/gas.

FIG. 3.9

Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici
M(m³) standard



(A) Volumi conferiti in parte ad asta e in parte pro-quota (circa 50% e 50%).

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Lo spazio offerto ad asta è stato pari a 13,07 G(m³) che è stato conferito per 13,06 G(m³), cioè, pressoché interamente (Fig. 3.9). La punta nominale massima di erogazione del sistema è stata pari a 258,65 M(m³)/giorno.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito da ultimo nel febbraio 2018, con l'emanazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico, del consueto decreto in materia (decreto 22 febbraio 2018). Tale assetto replica in parte quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2017-2018, pari a 7,422 G(Sm³) – con potere calorifico superiore pari a 10,57275 kWh/Sm³ – allocati in asta; a tale capacità è associata una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a 5,047 G(m³) destinata al mercato, con un profilo di prelievo uniforme nel corso dell'anno, conferita in asta. Di questa, anche nel 2018-2019 è confermata per il servizio di stoccaggio pluriennale, per una durata di almeno due anni, una capacità pari a 1,452 G(m³).

In A differenza dell'anno precedente a partire dal 2018 non è più prevista l'offerta di un servizio integrato di rigassificazione e

stoccaggio, considerato superato dall'offerta ad asta del servizio di rigassificazione.

Per quanto riguarda le prestazioni associate ai singoli servizi di stoccaggio, anche per il 2018-2019 se ne confermano due tipi. In particolare, i servizi disponibili agli utenti, secondo specifiche condizioni, possono prevedere:

- una disponibilità di prestazione di erogazione variabile anche in funzione del mese della fase di erogazione (servizio di modulazione di punta);
- una disponibilità di prestazione di erogazione costante per tutta la durata della fase di erogazione (servizio di modulazione uniforme).

Le modalità di conferimento si limitano a due tipi: specifiche, per le capacità definite dal Ministero dello sviluppo economico e attraverso procedure di asta competitiva.

Nel complesso, nell'anno termico 2017-2018, Stogit ha conferito capacità per i servizi di stoccaggio a 75 operatori; 72 utenti dispongono di capacità per i servizi di modulazione, tre utenti per il servizio di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, nessun utente per il servizio di stoccaggio minerario. Nell'ambito dei servizi di modulazione:

- 4 utenti hanno il solo servizio di modulazione uniforme;
- 24 utenti hanno sia il servizio di modulazione uniforme che quello di punta;

TAV. 3.9

Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2017-2018 e 2018-2019
M(m³) standard; spazio offerto in conferimento a inizio anno termico

SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO	
		2017-2018	2018-2019
Minerario	Definito da MSE	141	156
Bilanciamento trasporto	A richiesta	216	216
Servizio integrato di stoccaggio e rigassificazione	Ad asta	1.450	-
Modulazione di punta	Ad asta	7.402	7.422
Modulazione uniforme	Ad asta	2.308	3.594
Pluriennale uniforme	Ad asta	1.154	1.452
Strategico	Definito da MSE	4.620	4.620
TOTALE		17.291	17.460

Fonte: ARERA.

- 12 utenti hanno il servizio di modulazione uniforme, quello di punta e quello pluriennale;
- 1 utente ha il servizio di modulazione di punta e quello pluriennale;
- 31 utenti hanno solo il servizio di modulazione di punta.

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2018 sono risultati pari a circa 21 G(m³), di cui 10,9 in erogazione e 10,1 in iniezione.

Per quanto riguarda Edison Stoccaggio, gli utenti nell'anno termico 2017-2018 sono stati 13 per il servizio di modulazione di punta. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio a marzo 2018 sono risultati pari a circa 1,03 G(m³), di cui 0,63 in erogazione e 0,40 in iniezione.

Distribuzione

Come negli scorsi anni, 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 2017 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2016. Nelle pagine che seguono sono, quindi, da considerarsi provvisori tutti i dati riguardanti il 2017.

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 222 imprese. Hanno risposto 220 operatori⁹.

Prima di illustrare i risultati dell'Indagine è opportuno, come di consueto, descrivere le numerose operazioni societarie che hanno interessato gli esercenti tra il 2017 e l'inizio del 2018. In primo luogo, come di consueto, vi sono state diverse operazioni di cessione/acquisizione. In particolare dall'inizio del 2017:

- l'1 gennaio 2017, Società Impianti Metano ha acquisito l'attività di distribuzione di metano e gas diversi da SIME Partecipazioni, che è anche il suo unico azionista;
- l'1 gennaio 2017, San Donnino Multiservizi ha ceduto l'attività di distribuzione a Rete Gas Fidenza; l'intero capitale sociale di entrambe le società è del Comune di Fidenza;
- l'1 gennaio 2017, Energie Offida ha conferito il ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione gas a Centria;
- a inizio aprile 2017, gli enti territoriali azionisti di Pasubio Group hanno ceduto l'intero capitale ad Ascopiave;
- ad aprile 2017, RP Energy Holding ha acquisito l'intero capitale sociale di Pomilia Reti Gas da Coop Pomilia Gas e C.O.Gas;
- il 6 aprile 2017, Italgas Reti ha acquisito da H2Cil 90% del capitale sociale di Enerco Distribuzione;
- l'1 agosto 2017, Salerno Energia Distribuzione ha acquisito da Aquamet gli impianti di Battipaglia e Bellizzi - Montecorvino Pugliano;
- l'1 ottobre 2017, Erogasmet ha acquisito da Multiservizi SB il ramo d'azienda relativo alla distribuzione gas;

⁹ Non hanno risposto all'Indagine le società Casirate Gas e Vergas.

3. Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

- il 30 dicembre 2017, Gasman ha acquisito da Mediterranea Energia, in esito a procedura a evidenza pubblica, il servizio di distribuzione gas naturale relativo agli impianti di Manfredonia, Borgo Mezzanone, Area Industriale PPI;
- il 27 gennaio 2018, Italgas Reti ha acquisito alcuni impianti di distribuzione di Amalfitana Gas;
- l'1 febbraio 2018, 2i Rete Gas Impianti ha acquisito Nedgia da Gas Natural Internacional SDG;
- l'8 febbraio 2018, Progas Metano, società del gruppo CPL Concordia, ha avviato l'attività di distribuzione di gas naturale a Procida;
- l'1 marzo 2018, Tenna Retigas ha acquisito l'attività di distribuzione gas di Steca.
- l'1 febbraio 2018, Nedgia ha assunto la denominazione sociale 2i Rete Gas Impianti.

Infine, vi sono state le seguenti operazioni di natura diversa dalle precedenti:

- la separazione di Italgas dal Gruppo Snam che, anche se è stata effettuata a novembre 2016, riverbera per intero i suoi effetti a partire dal 2017, anno oggetto della presente *Relazione Annuale*;
- nel marzo 2017, la società A2A è salita al 74,5% del capitale sociale di Azienda Servizi Valtrompia, che così è entrata nel campo di consolidamento della prima;
- il 9 agosto 2017, Edma Reti Gas ha conferito, attraverso scissione, l'attività di distribuzione nei Comuni di Rieti, Magione, Citerna e Mosciano Sant'Angelo alla società Tuarete Distribuzione Gas Tirreno Adriatico. Quest'ultima, il giorno successivo, ha affittato i contratti di concessione del servizio di distribuzione gas nei medesimi comuni a Edma Reti Gas. L'1 gennaio 2018, Tuarete Distribuzione Gas Tirreno Adriatico ha ripreso in carico i contratti di concessione appena menzionati per poi cederli a Centria. Tutte le imprese suddette appartengono al medesimo gruppo societario;
- nell'ottobre 2017, Erogasmet è salita al 100% del capitale sociale di Bresciana Infrastruttura, che così è entrata nel gruppo EG Holding.

Le operazioni di incorporazione segnalate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- l'1 maggio 2017 Erogasmet ha incorporato Veneta Gas e Lodigiana Infrastrutture, già controllate in precedenza;
- l'1 settembre 2017, all'interno del gruppo Ascopiave, AP Reti Gas Vicenza ha incorporato Pasubio Distribuzione;
- l'1 ottobre 2017 Italgas Reti ha incorporato Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas, già controllata in precedenza;
- l'1 gennaio 2018 2i Rete Gas ha incorporato Genia Distribuzione Gas, già partecipata al 100%;
- l'1 gennaio 2018, Broni-Stradella Pubblica ha incorporato Broni-Stradella, nell'ambito dello stesso gruppo societario.

Dall'inizio del 2017, vi sono state le seguenti operazioni di ridenominazione:

- l'1 gennaio 2017, ASMT Energia ha mutato la ragione sociale in Società Impianti Metano;
- il 24 marzo 2017, Cis Gas ha cambiato ragione sociale in Nuceria Distribuzione Gas;
- nel maggio 2017, Pasubio Group ha variato la ragione sociale in AP Reti Gas Vicenza;
- l'11 dicembre 2017, ADEN ha cambiato la ragione sociale in Gasman Distribuzione;
- il 15 dicembre 2017, Sviluppo Energia ha variato la natura giuridica da srl a spa;
- il 20 dicembre 2017, Atena (gruppo Iren) ha modificato la ragione sociale in ASM Vercelli;

Nel 2017 i soggetti attivi sono risultati 211, sette in meno rispetto al 2016 (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: sette distributori molto grandi (oltre 500.000 clienti), 20 distributori di grandi dimensioni (numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), 22 distributori medi, 105 piccoli e 57 piccolissimi. Complessivamente si è ridotta la frammentazione, poiché da un lato è diminuito di 6 unità il numero degli operatori piccoli e piccolissimi e dall'altro la diminuzione di una unità nel numero di grandi imprese corrisponde all'unione di due soggetti di tale categoria (Italgas Reti e Napoletanagas).

I volumi complessivamente distribuiti sono aumentati del 1,6%, con evoluzioni diverse tra le classi di imprese. La crescita più elevata (6,5%) ha riguardato i medi operatori, seguiti da quelli molto grandi (+2,3%) e dai grandi (+0,7%). Viceversa sono

TAV. 3.10

Attività dei distributori nel periodo 2011-2017

OPERATORI ^(A)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
NUMERO	227	226	228	228	226	218	211
Molto grandi	9	8	7	8	8	8	7
Grandi	25	27	26	22	22	20	20
Medi	18	18	20	20	22	22	22
Piccoli	114	112	115	117	114	110	105
Piccolissimi	61	61	60	61	60	58	57
VOLUME DISTRIBUITO – M(m ³)	34.295	33.913	34.241	29.470	31.184	31.078	31.568
Molto grandi	19.677	19.309	19.553	17.414	18.375	19.511	19.967
Grandi	8.591	8.834	8.682	6.754	7.099	5.843	5.887
Medi	2.015	2.034	2.227	2.020	2.228	2.240	2.386
Piccoli	3.780	3.512	3.578	3.105	3.297	3.290	3.136
Piccolissimi	233	223	202	176	184	194	192

(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.

diminuiti i volumi di gas erogato dalle imprese di dimensioni piccole (-4,7%) e piccolissime (-1%).

Per quanto sopra, anche se il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è sceso (27 unità, dalle 34 che si registravano nel 2011), 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'82%. Le medie imprese sono aumentate sia in termini di numero (da 18 a 22) che di incidenza dei volumi distribuiti (dal 5,9% al 7,6%), mentre le piccole e le piccolissime imprese hanno ridotto sia la loro numerosità (da 175 a 162) che la loro quota di volumi erogati (dall'11,7% al 10,5%).

Complessivamente i 211 operatori attivi nel 2017 hanno distribuito 31,6 miliardi di m³, 489 milioni di m³ in più dell'anno precedente, a poco meno di 23,7 milioni di clienti finali (identificati mediante il numero dei gruppi di misura). Il servizio è stato gestito attraverso 6.473 concessioni in 7.197 comuni (Tav. 3.11).

Nessun elemento di novità emerge dall'analisi territoriale dei dati: al primo posto si collocano, come sempre, Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, nelle quali viene distribuito il 62,6% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 19,6%, il restante 17,8% viene distribuito nelle rimanenti 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 distribuito il 70,2% del gas totale a 13,2 milioni di clienti (il 56% del totale nazionale); seguono il Centro con il 19,9% del gas, erogato a 5,8 milioni di clienti (il 24,6% del totale) e infine il Sud e la Sicilia, con il 9,8% di gas a 4,6 milioni di clienti (il 19,4% dei clienti totali). Il numero di concessioni è inferiore al numero dei comuni serviti in tutte le ripartizioni geografiche; l'aggregazione territoriale, tuttavia, appare più forte al Nord e al Centro, dove il numero di comuni per concessione è, rispettivamente, pari a 1,15 (come nel 2016) e a 1,10 (come nel 2016), mentre lo stesso indicatore al Sud e Isole risulta pari a 1,03 (1,02 nel 2016).

Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale gas dell'Autorità, nel 2018 sono state metanizzate 58 nuove località.

L'andamento nel tempo del livello di concentrazione presente nel settore della distribuzione viene valutato mediante due elementi: l'indicatore C3, che in ogni regione somma il valore delle quote di volumi distribuiti dai primi tre operatori, e la percentuale di clienti servita dai medesimi tre operatori (Tav. 3.12).

Come sempre, la Valle d'Aosta evidenzia la massima concentrazione, data la presenza di un unico distributore in entrambi gli anni. Anche nelle altre regioni i livelli di concentrazione si mantengono mediamente piuttosto elevati e stabili nel tempo. Nel 2017 il numero medio di imprese presenti in ciascuna regione è rimasto pari a 17 unità, il valore del C3 ha

TAV. 3.11

Attività di distribuzione per regione nel 2017

Clienti in migliaia; volumi erogati in M(m³)

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	NUMERO CONCESSIONI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI
Piemonte	26	2111	1093	3.475	984	11,0%	8,9%
Valle d'Aosta	1	23	24	44	36	0,1%	0,1%
Lombardia	50	4915	1583	8.322	1343	26,4%	20,8%
Trentino Alto Adige	12	284	169	665	183	2,1%	1,2%
Veneto	28	2127	665	3.937	551	12,5%	9,0%
Friuli Venezia Giulia	8	561	197	865	171	2,7%	2,4%
Liguria	8	906	159	840	153	2,7%	3,8%
Emilia Romagna	23	2314	393	4.026	300	12,8%	9,8%
Toscana	10	1635	248	2.185	238	6,9%	6,9%
Umbria	12	367	95	474	79	1,5%	1,5%
Marche	27	690	229	868	193	2,7%	2,9%
Lazio	14	2340	330	1.992	308	6,3%	9,9%
Abruzzo	25	664	308	643	279	2,0%	2,8%
Molise	9	132	137	124	134	0,4%	0,6%
Campania	23	1444	457	998	426	3,2%	6,1%
Puglia	10	1361	261	1.022	255	3,2%	5,8%
Basilicata	13	212	129	187	122	0,6%	0,9%
Calabria	10	455	375	263	371	0,8%	1,9%
Sicilia	14	1127	345	636	347	2,0%	4,8%
ITALIA	-	23.668	7.197	31.568	6.473	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

confermato il 78,4% del 2016, la quota di clienti serviti è rimasta pari al 79,4%.

Nei dati più recenti si osservano: 15 regioni su 19 in cui il C3 è pari o superiore al 70%, dieci regioni in cui è pari o superiore all'80% e tre regioni in cui supera addirittura il 90%. Gli stessi conteggi per l'anno 2016 evidenziano una situazione lievemente più concentrata: 15 regioni con C3 maggiore del 70%, undici con C3 superiore all'80% e quattro regioni con C3 oltre il 90%. Le regioni in cui la concentrazione è pari o superiore al 90% sono le stesse nei due anni considerati: nell'ordine, Valle d'Aosta, Lazio, Friuli Venezia Giulia. Il Veneto mantiene nei due anni il livello di concentrazione più basso, nonché l'unico inferiore al 50%. La Lombardia è la regione con il secondo valore di C3 più basso, 56,4%. In tutte le regioni sopra evidenziate non vi sono variazioni tra il 2016 e il 2017.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2017, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.13), mostra una lieve inversione di tendenza nell'importanza degli enti pubblici rispetto al 2016: nel 2017,

infatti, tali soggetti risultano possedere in media il 33,3% delle quote delle società di distribuzione, mentre lo scorso anno tale percentuale era pari al 32,3%. Il 24,8% è relativo a quote detenute da società diverse. Il 13,7% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuta da persone fisiche, anch'essa in aumento rispetto allo scorso anno. Vi è una inversione di tendenza anche nell'importanza delle imprese energetiche: complessivamente, le loro quote sono diminuite rispetto al 2016, quando contavano per il 29,8%, mentre nel 2017 sono scese al 28%. La diminuzione riguarda sia le imprese locali che quelle nazionali, mentre è rimasta sostanzialmente invariata la quota di quelle estere. Nel 2017 il capitale straniero proviene dal Lussemburgo (quote in 2i Rete Gas), Spagna (in Nedgia, già Gas Natural), Austria (quote in Selgasnet) e Regno Unito (quote in Erogasmet). La voce Mercato contiene le percentuali di capitale dei distributori quotati alla Borsa valori: fino al 2016, tra i distributori gas, Hera era l'unica società quotata. Poiché a luglio di tale anno Hera ha ceduto tutte le attività di distribuzione alla controllata Inrete, non vi è più nessuna società di distribuzione direttamente quotata alla Borsa valori.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 261.682 km di rete (di cui, nel 2017, 334 non in funzione), il 57,5% in bassa pressione, il 41,8% in media pressione e lo 0,67% in alta pressione (Tav. 3.14). La lunghezza delle reti è cresciuta di 1.640 km rispetto al 2016, essenzialmente sulla parte in media pressione. I tratti di rete non in funzione sono diminuiti rispetto al 2016 e sono quindi ancora più marginali.

Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di circa 6.600 cabine e quasi 99.000 gruppi di riduzione finale.

Il 58% delle reti (152.272 km) è collocato al Nord, il 23% al Centro (59.616 km) e il restante 19% (49.794 km) si trova al Sud e in Sicilia. Mediamente i gestori possiedono l'84,2% delle reti che gestiscono. I Comuni, invece, ne possiedono il 10,8%. Le quote di proprietà variano abbastanza notevolmente da regione a

REGIONE	2014			2015		
	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	27	76,6	79,5	26	76,6	79,5
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Lombardia	51	56,4	58,9	50	56,4	58,9
Trentino Alto Adige	12	77,4	83,5	12	77,4	83,5
Veneto	31	49,1	51,8	28	49,1	51,8
Friuli Venezia Giulia	8	93,4	94,1	8	93,4	94,1
Liguria	8	89,32	88,9	8	89,3	88,9
Emilia Romagna	24	78,2	77,9	23	78,2	77,9
Toscana	10	84,1	80,6	10	84,1	80,6
Umbria	12	67,8	69,0	12	67,8	69,0
Marche	27	58,1	58,5	27	58,1	58,5
Lazio	14	95,6	96,4	14	95,6	96,4
Abruzzo	25	70,8	71,7	25	70,8	71,7
Molise	9	85,1	85,3	9	85,1	85,3
Campania	23	82,6	84,1	23	82,6	84,1
Puglia	9	82,1	80,8	10	82,1	80,8
Basilicata	13	86,9	84,9	13	86,9	84,9
Calabria	10	89,4	90,7	10	89,4	90,7
Sicilia	14	73,9	72,8	14	73,9	72,8
MEDIA	17	78,8	79,4	17	78,8	79,4

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati

TAV. 3.12

Livelli di concentrazione nella distribuzione

Quota di volumi distribuiti dai primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2016	2017
Enti pubblici	32,3%	33,3%
Società diverse	24,9%	24,8%
Imprese energetiche nazionali	16,2%	14,8%
Imprese energetiche locali	13,0%	12,5%
Persone fisiche	12,7%	13,7%
Imprese energetiche estere	0,6%	0,7%
Mercato	0,2%	-
Istituti finanziari nazionali	0,1%	0,2%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.13

Composizione societaria dei distributori

Quote del capitale sociale delle società di distribuzione

regione. Occorre comunque ricordare che esistono soggetti diversi dal distributore e dal Comune cui le reti possono appartenere: per questo la somma delle percentuali della tavola 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. Definite¹⁰ 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 presso i punti di riconsegna (cioè dai clienti finali) che non vengono misurati giornalmente e sono individuate in base a profili di consumo standard.

Più della metà dei clienti (il 54,3%) utilizza il gas sia per il riscaldamento che 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

1.112 m³/anno, sostanzialmente analogo a quello rilevato lo scorso anno, pari a 1.115 m³. La seconda tipologia più diffusa tra i clienti (42,1%) è quella corrispondente al codice 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 6,2% del totale, per un consumo unitario pari a 196 m³ (200 nel 2016). Gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1) sono una piccola quota dei clienti totali (solo il 2%), ma incidono molto di più in termini di consumi: essi, infatti, hanno assorbito il 21,7% del gas distribuito. Nel 2017 il consumo annuo pro-capite di tali utilizzatori è risultato di 14.379 m³. Le aziende con usi tecnologici (artigianali e industriali) rappresentano solo lo 0,2% dei clienti e il 3,3% dei prelievi. Invece quasi un quarto dei volumi di gas viene impiegato da soggetti aventi sia usi tecnologici che di riscaldamento (codice T2). Il consumo medio di questi clienti è ovviamente molto elevato e si aggira intorno a

TAV. 3.14

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2017

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km; canone annuo in €/km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ DELLE RETI		CANONE ANNUO
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE	
Piemonte	799	6720	106,5	12.934,9	11.430,2	94,7%	4,8%	799
Valle d'Aosta	5	56	0,0	168,5	192,5	98,6%	0,8%	5
Lombardia	1759	16232	118,5	16.024,1	31.931,3	78,8%	15,5%	1759
Trentino Alto Adige	224	19670	192,7	2.123,1	2.099,5	90,0%	9,7%	224
Veneto	663	13299	295,8	11.271,0	18.869,4	80,6%	18,8%	663
Friuli Venezia Giulia	127	1500	5,4	2.271,5	5.221,2	65,4%	33,9%	127
Liguria	90	3317	23,6	2.050,8	3.997,7	97,9%	1,8%	90
Emilia Romagna	537	7716	221,9	17.576,6	13.144,9	70,4%	15,1%	537
Toscana	328	10121	225,5	6.681,2	9.949,1	87,6%	12,3%	328
Umbria	184	1990	101,2	1.969,9	3.381,7	57,7%	41,3%	184
Marche	130	2339	15,3	4.635,5	4.762,2	48,5%	30,9%	130
Lazio	325	2526	174,6	7.547,6	7.891,3	63,7%	36,2%	325
Abruzzo	212	2099	3,7	4.896,3	5.098,9	69,0%	30,8%	212
Molise	95	515	0,8	1.124,9	1.156,5	71,0%	28,7%	95
Campania	340	5742	34,2	4.848,1	8.382,1	79,1%	18,2%	340
Puglia	254	1841	139,7	3.583,8	8.770,8	90,2%	9,6%	254
Basilicata	113	465	0,8	982,2	1.671,3	53,3%	46,1%	113
Calabria	248	877	36,2	3.687,7	3.577,2	89,6%	10,3%	248
Sicilia	218	1867	69,8	5.011,1	8.999,6	93,0%	4,6%	218
ITALIA	6.651	98.892	1.766,1	109.388,7	150.527,4	84,2%	10,8%	6.651

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁰ Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO EDIO
C1	Riscaldamento	2,0%	21,7%	14.379
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	42,1%	6,2%	196
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	54,3%	45,2%	1.112
C4	Uso condizionamento	0,0%	0,0%	1.239
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,1%	2.502
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,2%	3,3%	28.454
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,4%	23,5%	22.118
TOTALE		100,0%	100,0%	1.334

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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	7.088	5.855	182	24,739%	0,6%
121-480	5.530	5.512	1.617	23,289%	5,1%
481-1.560	9.391	9.375	8.600	39,611%	27,2%
1.561-5.000	2.486	2.484	5.684	10,494%	18,0%
5.001-80.000	421	421	6.514	1,780%	20,6%
80.001-200.000	13	13	1.505	0,053%	4,8%
200.001-1.000.000	6	6	2.703	0,027%	8,6%
Oltre 1.000.000	2	2	4.762	0,007%	15,1%
TOTALE	24.937	23.668	31.568	100,000%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

22.000 m³, in sensibile aumento rispetto all'anno precedente (circa 21.000 m³).

Il consumo medio complessivo che emerge dalle diverse categorie d'uso è pari a 1.334 m³/anno (Tav. 3.15) di poco superiore ai 1.314 m³ rilevati per il 2016.

La tavola 3.16 mostra come si ripartiscono i clienti e i volumi per fasce di prelievo. Le prime due fasce che, data l'esiguità del consumo annuo (al massimo pari a 480 m³), comprendono principalmente consumi solo di tipo domestico, contano molto in termini di clienti (48%), ma assorbono solo il 5,9% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di numero di gruppi di misura sia di volumi è quella che prevede

un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m³; in essa ricadono 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 la produzione di acqua calda o la cucina.

I riscaldamenti centralizzati e gli usi produttivi del gas sono prevalentemente compresi nelle ultime quattro classi che, pur essendo relativamente poco popolate (tutte insieme annoverano solo l'1,9% dei clienti), assorbono quasi la metà del gas complessivamente distribuito (49,1%).

Nella tavola la numerosità dei clienti per fascia di prelievo e le relative quote sono calcolate in base ai gruppi di misura¹¹ rilevati in ciascuna fascia. Valutando la numerosità dei clienti attraverso i

TAV. 3.15

Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2017

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2017 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in metri cubi

TAV. 3.16

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2017 in migliaia; volumi prelevati in M(m³)

¹¹ 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.

punti di riconsegna¹², si ottiene un valore più ampio di circa 1,27 milioni di unità, quasi tutte concentrate nella fascia di prelievo più piccola. Con l'eccezione della tavola 3.16, che riporta entrambi i dati, si precisa comunque che in tutto il paragrafo i clienti sono conteggiati in termini di gruppi di misura.

Comunque, i dati mostrano una sostanziale stabilità rispetto a quelli del 2016, sia in termini di numerosità sia in termini di volumi prelevati. La quota delle prime tre classi, infatti, lo scorso anno era pari all'87,8% in termini di gruppi di misura, nel 2017 è scesa all'87,6%, mentre quella in termini di volumi prelevati è passata dal 33,1% al 32,9%.

La tavola 3.17 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)*¹³.

Nel 2017 il settore domestico risulta composto da circa 22 milioni di clienti che hanno prelevato circa 15 miliardi di m³, ovvero il 48% 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 56,1% di tutto il gas distribuito in Italia e il 93% dei clienti totali.

Circa 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 6,6% dei clienti e il 40,3% dei volumi distribuiti. I consumi pro-capite che emergono da questi dati sono coerenti con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 695 m³ per i clienti domestici, 11.612 per i condomini, 13.032 per le attività di servizio pubblico e 8.133 per gli "altri usi", mentre la media di tutti i clienti nel loro complesso risulta pari a 1.334 m³, superiore dell'1,5% a quella dell'anno precedente (1.314 m³).

Nella categoria dei domestici, la fascia di consumo principale è la 481-1.560 m³/anno: vi ricade il 42% dei clienti e il 53% dei volumi, con un consumo medio unitario di 916 m³/anno. Oltre la metà (55%) dei condomini con uso domestico appartiene alla fascia di consumo 5.001-80.000 m³/anno, che assorbe ben l'82% dei volumi prelevati da questa seconda categoria, per un consumo unitario di 17.327 m³/anno. Nella stessa fascia di consumo ricade anche la quota principale (29%) di utenze relative ad attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 40% del gas utilizzato da questa categoria, con un consumo unitario analogo a quello dei condomini e pari a 17.607 m³/anno. Infine, per quanto riguarda la tipologia residuale "altri usi", non si riscontra una fascia di consumo principale in termini di numerosità, mentre

TAV. 3.17

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2017 in migliaia; 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	5.391	22	18	424	175	1	0,3	6
121-480	5.279	12	8	212	1.546	4	2	64
481-1.560	8.926	23	16	410	8.178	23	16	384
1.561-5.000	2.148	39	17	279	4.733	124	51	776
5.001-80.000	51	120	26	225	427	2.077	453	3.557
80.001-200.000	0,2	2	1,2	9	22	220	139	1.124
200.001-1.000.000	0,1	0,2	0,5	6	33	77	180	2.413
Oltre 1.000.000	0	0,0	0,1	2	35	20	296	4.411
TOTALE	21.796	219	87	1.566	15.149	2.544	1.138	12.736

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

¹² 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.

¹³ Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e s.m.i.

considerando i volumi si riscontra una lieve prevalenza (35%) della fascia più grande (oltre 1 milione di m³), a cui corrisponde un consumo pro-capite di 2,8 milioni di m³/anno.

Un'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio settoriale e geografico è esposta nella tavola 3.18.

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 che - per il complesso delle tipologie di clienti - al Nord (1.676 m³) sono circa 2,5 volte quelli osservati al Sud e Sicilia (675 m³), mentre quelli del Centro assumono valori intermedi (1.079 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 da reti secondarie. Le diversità indicate si riscontrano per tutte le categorie di clienti considerate. La differenziazione è massima per i condomini che consumano in media 12.794 m³ al Nord, 9.395 m³ al Centro e 5.040 m³ al Sud. Seguono le attività produttive ("altri usi"), con 9.145 m³ al Nord, 6.534 al Centro e 4.886 al Sud. Un divario lievemente meno marcato si riscontra per le attività di servizio pubblico, i cui consumi unitari sono di 14.821 m³ al Nord, 12.186 al Centro e 8.669 al Sud, nonché nel settore domestico, i cui consumi pro-capite sono di 812 m³ al Nord, 608 al Centro e 484 al Sud.

La tavola 3.19 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 fisica¹⁴. L'Autorità ha disciplinato la messa in servizio graduale di gruppi di misura elettronici per tutti

TAV. 3.18

Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2017

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	1.923	1.444	36	422	9	135	143	1.474
Valle d'Aosta	20	17	1	8	0	5	2	14
Lombardia	4.434	3.668	57	857	15	251	408	3.546
Trentino Alto Adige	244	187	8	72	2	45	30	361
Veneto	1.915	1.779	16	158	6	114	190	1.887
Friuli Venezia Giulia	511	414	6	73	2	47	42	331
Liguria	856	403	11	174	3	32	36	232
Emilia Romagna	2.072	1.818	24	268	12	106	206	1.833
Toscana	1.500	1.092	12	105	5	54	117	934
Umbria	336	222	2	15	1	13	28	224
Marche	633	476	4	26	3	42	50	324
Lazio	2.220	1.029	26	277	9	118	85	568
Abruzzo	595	389	3	17	3	29	64	209
Molise	124	79	1	10	1	7	7	28
Campania	1.381	590	6	29	6	53	51	326
Puglia	1.311	749	2	15	3	36	45	222
Basilicata	198	130	1	7	1	12	12	38
Calabria	437	195	1	3	2	13	14	51
Sicilia	1.086	469	3	9	4	27	35	132
ITALIA	21.796	15.149	219	2.544	87	1.138	1.566	12.736

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

14 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. 3.19

Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2016 e 2017 per classe di misuratore

Numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m³)

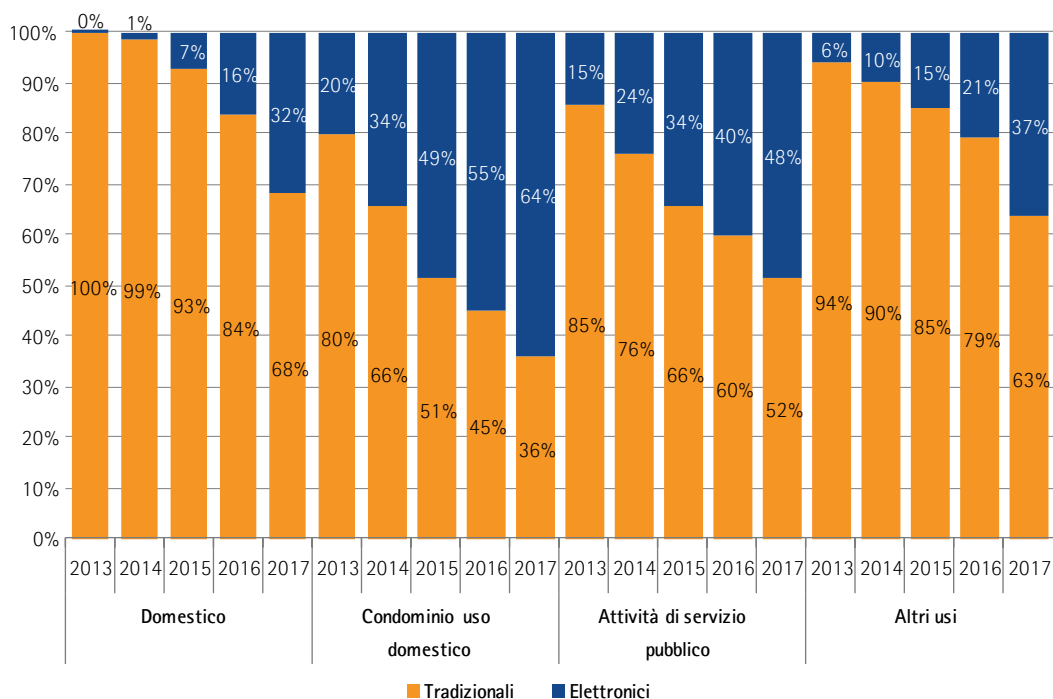
CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	2014	2015			NUMERO TOTALE	PRELIEVI
	NUMERO TOTALE	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI		
Fino a G6	3.536	2.798	1.191	3.201	7.190	5.018
G6	38	40	13	23	77	211
Da G6 a G25	213	127	49	57	233	1.711
G25	98	44	27	27	99	1.424
G40	53	22	16	16	54	1.375
Oltre G40	64	25	17	22	65	10.086
Totale elettronici	4.001	3.057	1.314	3.347	7.718	19.827
TRADIZIONALI						
Fino a G6	18.861	6.203	2.157	7.005	15.364	10.470
G6	626	222	76	240	537	955
Da G6 a G25	66	14	8	15	37	143
G25	8	2	1	3	6	31
G40	4	1	1	1	3	27
Oltre G40	6	1	1	2	3	115
Totale tradizionali	19.571	6.442	2.243	7.265	15.951	11.741
TOTALE GRUPPI DI MISURA	23.572	9.499	3.557	10.612	23.668	31.568

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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.

i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, a partire dal 2008. Nel corso del tempo, in considerazione dei ritardi registrati nel processo di installazione, l'Autorità è intervenuta con revisioni delle tempistiche e individuando

forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione.

L'installazione dei misuratori elettronici prosegue e mostra una crescita considerevole, in particolare nei settori caratterizzati da più

TAV. 3.20

Attività di misura degli utenti distinti per classe di consumo annuo

CLASSI DI CONSUMO ANNUO (m ³)	GIORNALIERA	MENSILE	PDR ATTIVI CON MISURA			PIÙ DI 3 VOLTE L'ANNO	TOTALE
			1 VOLTA L'ANNO	2 VOLTE L'ANNO	3 VOLTE L'ANNO		
0 - 500	0,8%	0,2%	79,5%	6,0%	10,9%	2,6%	100,0%
501 - 1.500	0,8%	0,2%	6,2%	27,6%	55,6%	9,6%	100,0%
1.501 - 5.000	3,0%	0,8%	1,2%	3,7%	73,4%	17,9%	100,0%
>5.000	67,1%	27,0%	0,9%	0,3%	3,8%	0,9%	100,0%
TOTALE	2,3%	0,8%	37,7%	14,5%	37,3%	7,4%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

elevati consumi: il 92% dei gruppi di misura di portata più ampia (quelli dal G25 in poi), infatti, sono elettronici.

Più in generale, tra il 2016 e il 2017 il numero di misuratori elettronici in funzione è raddoppiato. Nel corso dell'anno ne sono stati installati 3,7 milioni, il 98% dei quali di piccola taglia, ovvero i gruppi di misura fino alla classe G6. Alla fine del 2017 risultano dotati di misuratore elettronico del gas un terzo dei clienti domestici, due terzi dei condomini, il 52% delle attività di servizio pubblico e il 43% dei clienti con altri usi (Fig. 3.10).

L'attività di misura dei distributori è riassunta nella tavola 3.20 che riporta le percentuali di utenti, distinti per classe di consumo annuo, che vengono letti con diversa periodicità nel corso dell'anno. I tentativi di raccolta delle misure degli utenti variano in base alla loro dimensione: la lettura giornaliera o mensile è riservata ai clienti con i consumi più elevati, mentre i tentativi di lettura degli utenti con i consumi più bassi sono a intervalli plurimensili. I clienti caratterizzati da consumi molto contenuti, fino a 500 m³/anno, hanno avuto un tentativo di misura all'anno nel

TAV. 3.21

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2017

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2014
Italgas	8.905	28,2%	1°
2i Rete Gas	5.543	17,6%	2°
Hera	2.949	9,3%	3°
A2A	2.485	7,9%	4°
Iren	1.419	4,5%	5°
Ascopiave	1.014	3,2%	6°
Estra	553	1,8%	7°
Eg Holding	413	1,3%	8°
Agsm Verona	348	1,1%	9°
Ambiente Energia Brianza	191	0,6%	10°
Energei	331	1,0%	12°
Dolomiti Energia	305	1,0%	14°
Unión Fenosa Internacional, S.A.	284	0,9%	11°
Gas Rimini	283	0,9%	13°
Acsm-Agam Spa	275	0,9%	15°
Edison	257	0,8%	16°
Aim Vicenza	255	0,8%	17°
Aimag	257	0,8%	18°
Sime Crema	251	0,8%	19°
Multiservizi	230	0,7%	20°
Altri	5.020	15,9%	-
TOTALE	31.568	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

79,5% dei casi, sono stati letti con periodicità semestrale nel 6% dei casi e con periodicità quadrimestrale nel rimanente 10,9%. 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 27,6% e nel 55,6% dei casi); solo il 9,6% di questi consumatori viene rilevato più di tre volte l'anno. La lettura dei consumi dei clienti di media dimensione (1.501-5.000 m³/anno) avviene in prevalenza 3 volte l'anno (73,4%) o più di tre volte l'anno (17,9%). Infine i clienti di dimensione più grande sono oggetto di rilevazione quotidiana per il 67,1% e mensile per 27%.

Esaminando i totali si può vedere che la misura giornaliera riguarda solo il 2,3% dei clienti (che consumano però il 42,2% dei volumi di gas distribuiti); la misura mensile avviene per lo 0,8% dei consumatori (6,2% dei volumi distribuiti); la rilevazione annuale interessa il 37,7% dei clienti (che impiegano però solo il 6,4% dei volumi); il 14,5% dei consumatori (8,2% dei volumi) viene rilevato due volte l'anno e il 37,3% dei clienti (che assorbe il 30,8% dei volumi distribuiti) è oggetto di tentativo di lettura tre volte l'anno. Infine, il 7,4% dei consumatori (6,3% dei volumi) ha più di tre rilevazioni l'anno (ma meno di 12).

La tavola 3.21 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2017 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente. Il "nuovo" gruppo Italgas occupa la prima posizione, con una quota del 28,2%. Diversamente da quanto accade negli altri segmenti della filiera, il secondo gruppo, 2i Rete Gas, segue con una quota non molto distante, il 17,6%. 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 e GP Gas nel 2015. Come lo scorso anno, il terzo gruppo è Hera (9,3%), il quarto è A2A (7,9%) e il quinto è Iren (4,5%), mentre per tutte le posizioni successive, a eccezione della tredicesima (Union Fenosa), vi sono cambiamenti rispetto al 2016.

Nel 2017 i primi venti gruppi hanno erogato l'84,1% del totale dei volumi, con un aumento di circa due punti rispetto alla corrispondente quota dell'anno precedente (82%).

Connessioni

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti con le reti di trasporto o di connessioni di condotte presso la rete di distribuzione. All'interno di ciascuna tipologia di impianto, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate e al tempo medio trascorso per ottenerle al netto di quello necessario per acquisire eventuali autorizzazioni o adempimenti da parte del cliente finale che ha richiesto la connessione stessa. 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 2017 sono state realizzate 66 connessioni con la Rete di trasmissione nazionale (RTN), di cui 54 in alta pressione e 12 in media pressione (Tav. 3.22). Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 52 giorni lavorativi (76,9 giorni per le condotte in alta pressione e 35,6 giorni per quelle in media pressione). Nel 2016 è stato realizzato complessivamente lo stesso numero di connessioni: tre in più sulla rete in alta pressione e tre in meno sulle reti di trasporto in media pressione. Il tempo medio di realizzazione degli allacciamenti, invece, è nettamente aumentato rispetto all'anno precedente in entrambi i casi: quasi venti giorni in più nel caso delle reti in alta e più che raddoppiato nelle reti in media. Questo dato risente della diversa composizione delle imprese rispondenti al questionario.

Anche per la rete di distribuzione si osserva un incremento nel numero di connessioni realizzate (Tav. 3.23): nel 2017 è risultato pari a 124.114 contro le 122.109 del 2016. Come sempre la maggior parte degli allacciamenti è avvenuta in bassa pressione (97%) e la restante in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione. Diversamente dal trasporto si registra un accorciamento dei tempi di attesa per le connessioni, passato in media da 16,3 giorni lavorativi (dato calcolato al netto dell'unico allacciamento in alta pressione effettuato nel 2016) a 14,4 giorni lavorativi.

PRESSIONE	2016		2017	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	57	58,8	54	76,9
Media pressione	9	10,9	12	35,6
TOTALE	66	30,0	66	52,1

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

PRESSIONE	2016		2017	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	1	746,0	0	-
Media pressione	4.136	24,9	3.602	21,2
Bassa pressione	117.972	7,8	120.512	7,7
TOTALE	122.109	259,6	124.114	14,4

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.22

Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

TAV. 3.23

Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

Mercato all'ingrosso del gas

Nel 2017, le società che hanno dichiarato in Anagrafica operatori di svolgere, anche per un periodo limitato dell'anno, l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale sono state 642.

Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori regolati 537 imprese, di cui 39 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno (Tav. 3.24). Delle 498 attive, 78 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 313 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 107, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha raggiunto 270,6 G(m³), con una crescita rispetto allo stesso dato del 2016 del 6,8%. Il 39% di tale gas, cioè 105,7 G(m³), è stato intermediato dai grossisti, il 4,8%, cioè 13,1 G(m³), dai venditori puri e il 56,1%, cioè 151,9 G(m³), dagli operatori misti. Nel 2017, diversamente dagli anni precedenti, i grossisti puri e i venditori puri hanno guadagnato

terreno a scapito degli operatori misti, la cui posizione relativa nel mercato totale è diminuita (nel 2016 hanno intermediato il 58% del mercato complessivo).

Come nel 2016, il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 210,8 G(m³), è stato alimentato per il 49% da grossisti puri e per il restante 51% da operatori misti. I 59,8 G(m³) venduti al mercato finale sono stati collocati per il 19% dai venditori puri e per l'81% da operatori misti.

L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (si veda l'apposito paragrafo).

Come nel 2016, anche nel 2017 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso non è aumentato (al contrario, si è ridotto di 3 unità), mentre è cresciuto il volume di gas che hanno complessivamente intermediato (Tav. 3.25). Infatti, 185 venditori, 10 in meno del 2016, hanno venduto complessivamente 15 G(m³) in più del

TAV. 3.24

Numero di operatori e vendite nel 2017
M(m³)

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	78	-	105.651	95.463	105.651
Venditore puro	313	13.078	-	-	13.078
Operatore misto	107	46.739	105.163	71.469	151.901
Inattivo	39	-	-	-	-
TOTALE	537	59.816	210.814	166.931	270.630

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

2016. Grazie a questi andamenti (più ampio mercato e minor numero di venditori) il volume medio unitario è cresciuto ancora del 13,6%, passando da 1.003 a 1.140 M(m³) nel complesso del mercato.

Come di consueto, è opportuno ripartire gli operatori in classi di vendita: la tassonomia, che li suddivide in grandi, medi, piccoli e piccolissimi, è effettuata prendendo a riferimento il volume di vendita complessivo di ciascuna impresa (che può essersi realizzato sia nel mercato all'ingrosso sia nel mercato finale se l'operatore è di tipo "misto"). In tal modo si vede che la diminuzione complessiva nel numero dei venditori riguarda le ultime due classi di venditori, quelle dei piccoli e piccolissimi. La classe dei medi, invece, è cresciuta di due unità, per l'ingresso di sei imprese (Sorgenia, Sorgenia Trading, Eviva, Gas Natural Vendita Italia, BP Energy Europe, Eni Gas e Luce) e l'uscita di quattro

società (Exo Energy Trading, C.U.RA Gas & Power, Energy.Com, Omv Gas Marketing & Trading).

Il 12,6% (in salita rispetto all'11,9% dell'anno precedente) del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 33,3% dai grandi venditori (33,6% nel 2016), il 47,4% dai venditori medi (47,1% nel 2016). Le 139 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 6,7% del mercato all'ingrosso. Come sempre, quindi, la quota maggiore del mercato è stata fornita dai 41 operatori di media dimensione, il cui venduto in media è di 2,4 G(m³).

La crescita complessiva nei volumi di vendita all'ingrosso, pari a 15,2 G(m³) (+7,8%) è andata prevalentemente a beneficio della classe dei medi (+7,9 miliardi) benché tutte le classi d'impresa abbiano incrementato le vendite con l'eccezione di quella relativa ai piccoli.

TAV. 3.25

Mercato all'ingrosso nel periodo 2011-2015

OPERATORI(A) PER CLASSE DI VENDITA	2013	2014	2015	2016	2017
NUMERO	172	184	199	195	185
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	1	3	4	4	4
Medi	28	26	32	39	41
Piccoli	78	78	66	65	55
Piccolissimi	64	76	96	86	84
VOLUME VENDUTO G(m³)	109,4	146,8	177,7	195,6	210,8
Eni	14,6	22,0	23,0	23,3	26,6
Grandi	9,7	40,9	58,9	65,7	70,1
Medi	67,0	63,5	78,4	92,1	100,0
Piccoli	17,2	19,4	16,3	13,3	13,0
Piccolissimi	1,0	0,9	1,2	1,1	1,2
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	625	798	893	1.003	1.140
Eni	14.584	22.012	22.983	23.341	26.551
Grandi	9.728	13.649	14.713	16.428	17.524
Medi	2.391	2.441	2.449	2.361	2.438
Piccoli	220	249	247	205	236
Piccolissimi	16	12	12,0	12,9	14,2

(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.

Come sempre, sono numerose le variazioni societarie che sono state comunicate all'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso e che sono avvenute tra l'inizio del 2017 e il primo trimestre del 2018. Riassumendo:

- 14 imprese hanno dichiarato l'avvio dell'attività nel periodo considerato; 10 nel corso del 2017 – Noi Energia, Gas & Power, Enerfin, Enercity, Zwilling Strom, Esa Trade, Innovenergy, Enegan, Ego Trade (già Green Trade), Poligrand Energy – e quattro nei primi tre mesi del 2018 (Goil Power, MBI Sorgente Gas e Power, 50 Hertz, ATS Power);
- cinque imprese hanno cessato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale (Antler, Energhe, Kalorgas, Servizi Italiana Gas, Electra Italia);
- sono avvenute diverse incorporazioni. Ve ne sono state nell'ambito dello stesso gruppo societario, come nel caso di Youtrade che ha incorporato BeNRG dall'1 gennaio 2017, Vivigas, che ha incorporato Aemme Linea Energie dall'1 giugno 2017, Europe Energy che ha incorporato Europe Energy Gas & Power dall'1 luglio 2017, Estra Energie, che ha incorporato Coop Gas dal 31 dicembre 2017 (entrata nel gruppo Estra nel febbraio 2016) e, infine, Engie Italia che ha incorporato Engie Energy Management dall'1 gennaio 2018. Altre, invece sono avvenute tra società distinte, come nel caso di Metano Nord, che ha incorporato Tradenergia dal 3 marzo 2017; Salerno Energia Vendite, che ha incorporato GEA Commerciale (del gruppo Iren) dal 19 maggio 2017.
- 9 imprese hanno cambiato gruppo societario: all'inizio del 2017 Energetic Source ha cambiato la propria ragione sociale in Eviva entrando a far parte di questo stesso gruppo; Omnia Energia è entrata a far parte del gruppo Vida, in quanto da settembre 2017 questa impresa ne ha acquisito il 67,14% del capitale; nel gennaio 2017 Energy Only è entrata a far parte del gruppo societario Tradeinv Gas & Energy, con quest'ultima che dopo averne acquisito l'intero capitale sociale, lo ha ceduto per il 70,2% al gruppo G.Energy Holding ad ottobre 2017 (le rimanenti quote del sono ora in capo a due persone fisiche); anche Simp Gas è entrata nel gruppo G.Energy Holding, che ha acquisito il 51% delle quote del capitale sociale (prima erano possedute da Tradeinv Gas & Energy, rimasta socio con il 5%). Ego Trade è entrata a far parte del gruppo Ego dopo che questa è diventata socio di maggioranza dell'impresa; Libarna Gas è uscita dal gruppo Libarna Energie dal momento che tale impresa ha ceduto tutte le proprie quote (100%) a FFFC dal 7 dicembre 2017; Onda Energia non

fa più parte di alcun gruppo dal 3 gennaio 2018 in quanto le quote societarie prima possedute da Sinergia R&S sono state tutte cedute ad altro soggetto; dal 7 febbraio 2018 Blu Ranton è entrata a far parte del gruppo Hera in seguito all'acquisizione del 100% delle quote da parte di Hera Comm Marche; Gas Natural Vendita Italia dal 22 febbraio è passata al gruppo Edison, assumendo la nuova denominazione di Edison Energie (da tale data Edison ha acquisito tutto il capitale sociale);

- quattro imprese hanno cambiato natura giuridica, divenendo società per azioni (eccetto Cioppower che è rimasta una società a responsabilità limitata ma non più unipersonale) e 10 aziende hanno cambiato ragione sociale (tra cui: MGP Trading che ora si chiama Earth Trading; Metaenergia Family ora Meta Newpower, Promgas divenuta Gazprom Italia e DufEnergy Trading che ha assunto la nuova denominazione di DXT Commodities).

Come di consueto, importazioni e acquisti al PSV sono risultate le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono (Tab. 3.26): su 100 m³ acquistati, in media 84,2 m³ (84,6 nel 2016) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (59,6 m³) sulle importazioni (24,7 m³). I restanti 15,8 m³ provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (12,5 m³) e sempre più in minima parte (1,9 m³) dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), dove in media vengono procacciati 0,9 m³ su 100 (questo valore è comunque in leggera crescita rispetto a quello del 2016, quando era pari a 0,7 m³). L'incidenza delle varie fonti, tuttavia, si modifica a seconda della dimensione degli operatori.

La produzione di gas e gli approvvigionamenti all'estero costituiscono le principali fonti per Eni, che – come si è visto nelle pagine precedenti – possiede il 77,1% della produzione nazionale e importa più di metà (il 51%) 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 29% 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, rivestono un peso importante nell'approvvigionamento dei piccolissimi (40,4%) e dei piccoli (33,4%). Il ricorso ai mercati organizzati resta minoritario per i grossisti di qualunque dimensione: la quota maggiore, infatti è quella dei piccoli che acquistano il 2,5% del gas che rivendono.

TAV. 3.26

Approvvigionamento dei grossisti nel 2017

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Produzione nazionale	8,7%	0,5%	0,0%	4,3%	5,4%	1,9%
Importazioni	77,3%	28,7%	6,5%	7,5%	7,2%	24,7%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	0,7%	3,5%	18,4%	33,4%	40,4%	12,5%
Acquisti in stoccaggio	0,0%	0,0%	0,5%	2,2%	0,1%	0,4%
Acquisti al PSV	13,2%	67,1%	73,1%	50,2%	44,6%	59,6%
Acquisti in Borsa	0,1%	0,2%	1,5%	2,5%	2,3%	0,9%
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

TAV. 3.27

Impieghi di gas dei grossisti nel 2017

Quote percentuali

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	62,5%	89,0%	76,7%	57,6%	44,5%	76,2%
– di cui vendite in stoccaggio	0,0%	0,1%	0,7%	5,0%	0,5%	0,5%
– di cui vendite al PSV	78,3%	81,3%	83,6%	58,5%	55,3%	61,4%
A clienti finali	23,0%	6,4%	18,2%	36,8%	38,6%	17,2%
– di cui collegati societariamente	8,3%	35,5%	40,5%	4,5%	8,3%	26,6%
Autoconsumi	14,0%	4,3%	3,4%	2,1%	14,4%	5,3%
Borsa	0,5%	0,3%	1,7%	3,6%	2,5%	1,3%
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 tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.27) evidenzia, ovviamente, che i maggiori volumi di gas (in media il 76%) vengono utilizzati per la rivendita ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (89%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi e nei piccoli. La parte destinata al mercato finale conta mediamente per il 17,2% (18,3% nel 2016), ma la sua importanza è massima per i piccolissimi (38,6%) e per i piccoli (36,8%) oltre che per Eni (23%). 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. Mediamente, il 5,3% 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 medio-piccoli. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi molto limitato, pari in media solo all'1,3%.

In base ai dati ricevuti dalle imprese attive che hanno risposto all'Indagine annuale (498 nel 2017 e 483 nel 2016), hanno venduto almeno 2 G(m³), cioè circa l'82% circa di tutto il gas movimentato all'ingrosso, 24 società nel 2017 e 19 nel 2016; hanno venduto almeno 1 G(m³) 37 imprese nel 2017 e 38 nel 2016.

La tavola 3.28 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.

TAV. 3.28

Vendite dei principali grossisti nel 2017
M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	26.551	9.707	36.258	12,6%
Enel Trade	21.277	2.008	23.285	10,1%
Eni Trading & Shipping	18.124	0	18.124	8,6%
Engie Global Markets	16.728	0	16.728	7,9%
Edison	13.968	3.025	16.993	6,6%
Engie Energy Management	8.372	0	8.372	4,0%
Shell Energy Europe Limited	7.992	0	7.992	3,8%
Dufenergy Trading	6.243	0	6.243	3,0%
Edf Trading Limited	5.162	0	5.162	2,4%
Engie Italia	4.978	979	5.957	2,4%
Roma Gas & Power	4.185	245	4.430	2,0%
Gunvor International	4.184	0	4.184	2,0%
Met International	3.805	0	3.805	1,8%
Hera Trading	3.787	161	3.948	1,8%
Engie	3.598	0	3.598	1,7%
A2A	3.466	336	3.802	1,6%
Axpo Italia	3.332	1.020	4.352	1,6%
Banca Imi	3.126	0	3.126	1,5%
Gazprom Marketing And Trading Limited	2.933	0	2.933	1,4%
Enoi	2.648	160	2.807	1,3%
Hb Trading	2.433	0	2.433	1,2%
Koch Supply & Trading	2.423	0	2.423	1,1%
Centrex Italia	2.097	129	2.225	1,0%
Spigas	2.017	140	2.157	1,0%
Altri	37.383	28.829	66.213	17,7%
TOTALE	210.814	46.739	257.553	100%
Prezzo medio (c€/m ³)	20,42	31,42	22,42	-

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 del 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, nel 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. Come si vedrà meglio nel paragrafo successivo, infine, dal settembre 2015 si registrano al PSV anche i

contratti gestiti dalle Borse terze¹⁵, 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.

Nel 2017, 160 soggetti, il 40% in più del 2016, hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 44 di questi erano trader puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Come nel 2016, l'andamento positivo della domanda di gas naturale ha spinto il numero dei sottoscrittori del PSV, che nel 2017 hanno toccato un punto di massimo a 195 unità. Il numero di quelli, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni (Fig. 3.11), è notevolmente cresciuto (+41%) rispetto al 2016, essendo aumentato di 34 unità (82 soggetti nel 2016, 116 nel 2017). Allo stesso modo, un significativo aumento (+38%) si è avuto nel numero dei trader puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) saliti a 44 unità, contro le 32 del 2016. Dopo tre anni di continua diminuzione, il rilancio della domanda di gas naturale ha sospinto anche il PSV, che ha mostrato una netta ripresa già dal 2016.

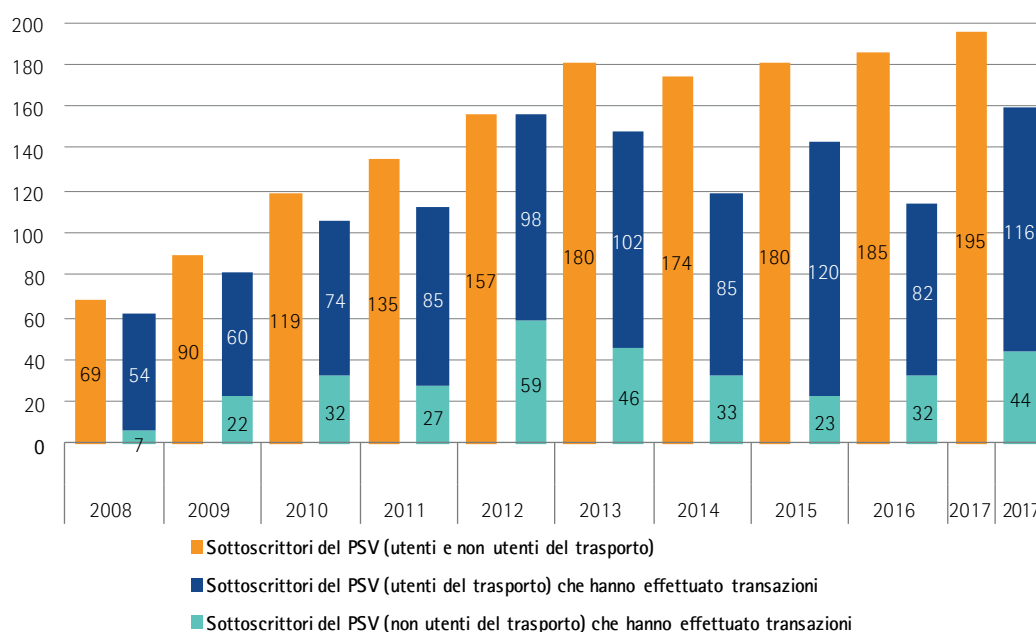
La figura 3.12 mostra lo sviluppo delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV. Nel grafico vengono raggruppate le importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne al PSV e, con l'indicazione "PSV-GME", l'insieme degli scambi 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, anche quelli nella M-GAS e, da ultimo, quelli gestiti come *clearing house*. Le importazioni presso gli *entry point*, che comprendono tutte le transazioni (commerciali e doganali), sono raggruppate in un'unica voce, che accoglie le cessioni registrate presso Tarvisio, Passo Gries, Mazara, Gorizia, Gela, nonché le riconsegne di gas che avvengono presso i terminali di GNL.

Il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni sia di volumi scambiati, mentre è andata riducendosi la quota degli scambi ai punti di ingresso della RTN, erosa, talvolta dal diminuire delle importazioni e in parte anche grazie all'accrescersi delle altre modalità di acquisto disponibili: PSV e mercati organizzati.

Nel 2017, nonostante l'incremento delle importazioni, i volumi registrati ai punti di entrata della RTN hanno registrato un calo

FIG. 3.11

Sottoscrittori del PSV dal 2008



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁵ 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.

del 7%. I volumi OTC scambiati presso il PSV, che nel 2016 avevano evidenziato un corposo incremento (16%), hanno continuato a crescere, ma nel 2017 l'aumento si è fermato al 7%. Ancora una fortissima crescita, pari al 26%, ha interessato la voce PSV-GME, che segue quella del 18% del 2016. A partire dall'autunno 2015 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 paragrafo successivo, a spingere questa continua crescita vi sono stati 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..

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 stabilisce:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, l'obbligo di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;
- per gli importatori, l'obbligo di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

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 n. 99 del 23 luglio 2009 ha affidato la gestione del mercato del gas al GME, il quale gestisce in maniera esclusiva le offerte di acquisto e vendita, nonché i servizi connessi, secondo criteri di merito economico.

Con il decreto del Ministero 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. In base al decreto, a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato devono essere offerte esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione, che può però ospitare ulteriori offerte da parte di soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi del decreto legge n. 7/07.

Sulla P-GAS sono ammessi i soggetti che sono abilitati a operare sul PSV e i volumi sono contrattati con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico in modalità di negoziazione continua. La negoziazione avviene direttamente tra gli operatori che si occupano della gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti, mentre il GME non opera come controparte centrale, ma come gestore della piattaforma.

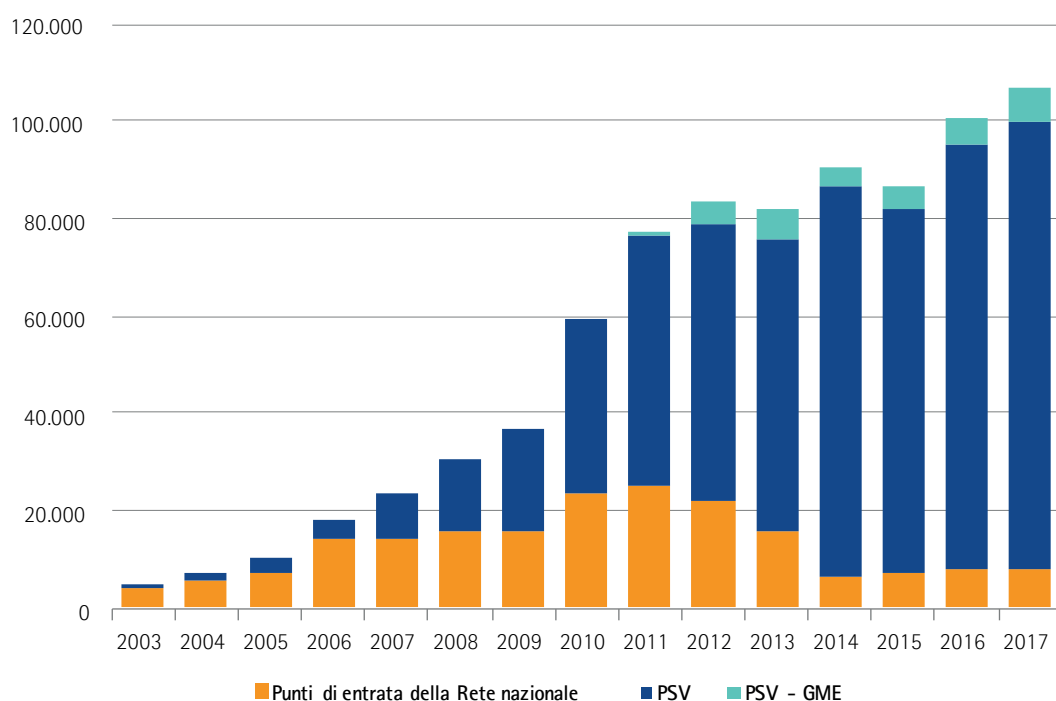


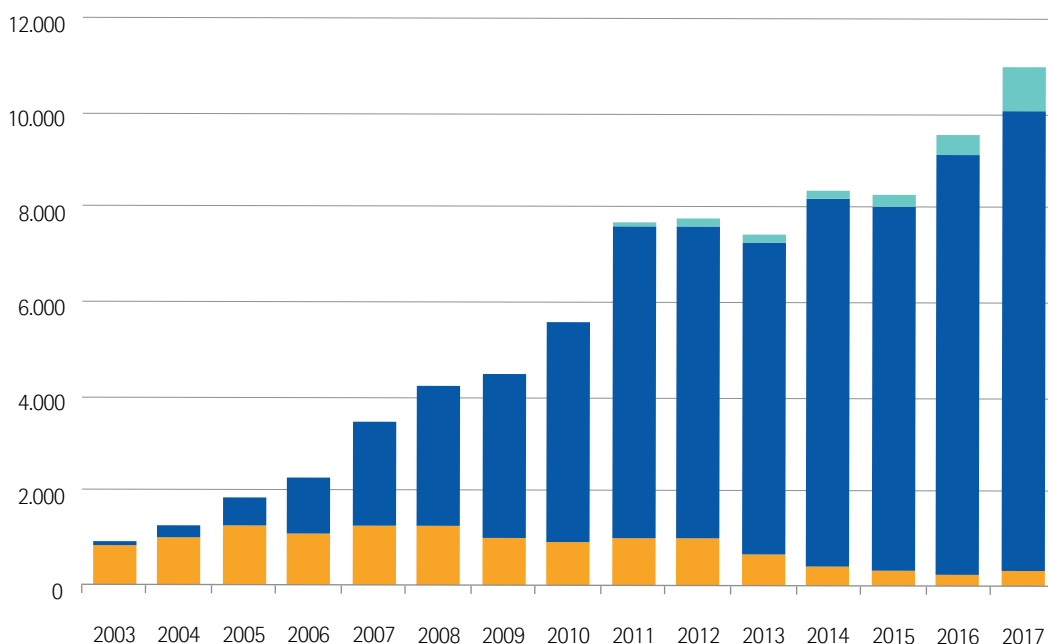
FIG. 3.12

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale
M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

FIG. 3.13

Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati di Snam Rete 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. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, nella quale la forma di negoziazione è ad asta.

Nel maggio 2012 è stato avviato un ulteriore comparto della P-GAS denominato "comparto ex decreto legislativo n. 130/10", in riferimento al decreto legislativo 13 agosto 2010, n.130, nato per implementare misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente competitivo, anche grazie al potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio. Il decreto legislativo n. 130/10 nasce in luogo dei c.d. "tetti antitrust" ormai scaduti e mira a introdurre nuovi incentivi per sviluppare la concorrenza del mercato all'ingrosso tramite lo sviluppo delle capacità di stoccaggio. In particolare, il decreto prevede la possibilità per i soggetti investitori di poter richiedere al Gestore dei servizi energetici (GSE), fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a cinque anni, di consegnare gas nel periodo estivo e di averlo riconsegnato nel periodo invernale per un quantitativo massimo, corrispondente alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata tramite le procedure descritte all'art. 7 del decreto

medesimo. Al fine di incrementare la liquidità del mercato all'ingrosso del gas naturale, il decreto in questione prevede l'obbligo, da parte dei soggetti che si avvalgono delle misure incentivanti appena descritte, di offrire in vendita, nei sistemi di negoziazione organizzati dal GME, i quantitativi di gas naturale per i quali chiedono la riconsegna nel periodo invernale.

Con la delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte trasmesse dal GME e dal GSE sulle modalità con cui i soggetti investitori aderenti possono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatori virtuali abbinati, per le quote di cui sopra, prevedendo infine che siano alternativamente o cumulativamente offerte sulle seguenti piattaforme:

- piattaforma per l'offerta di gas naturale (P-GAS), attraverso la predisposizione di un apposito comparto denominato "ex decreto legislativo n. 130/10";
- mercato a pronti del gas (MGP-GAS).

Il comparto regolato dall'ex decreto legislativo n. 130/10, tuttavia, pur essendo formalmente attivo, non ospita più offerte in quanto ha esaurito la funzione per il quale era stato istituito.

Con la nascita di M-GAS nell'ottobre 2010 viene 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 PB-GAS, entrata in esercizio con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, ha sostituito il sistema di bilanciamento "a stoccaggio" 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 possiedono capacità di stoccaggio hanno 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.

La PB-GAS è 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, possono 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 offrono giornalmente, in acquisto e in vendita, le risorse di stoccaggio nella propria disponibilità. Allo stesso modo Snam Rete Gas offre 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 rendano necessarie per mantenere bilanciato il sistema.

A seguito dell'approvazione del Regolamento europeo del bilanciamento a partire dal 1 ottobre 2016 è stato introdotto in luogo dei comparti G-1 e G+1, un sistema di bilanciamento¹⁶ 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. Tale riforma introduce, 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 tale contesto, l'operatore di sistema Snam Rete Gas fornisce agli utenti le informazioni in tempo reale sullo stato della rete affinché siano gli utenti a bilanciare in modo efficiente il sistema, limitando, viceversa, le sue azioni di acquisto e vendita sul mercato a quanto strettamente necessario a fornire "segnali di prezzo".

Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, il primo 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 rete¹⁷, sia per altre operazioni¹⁸.
- 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 (MGAS), 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

¹⁶ Regolamento (UE) 312/2014 approvato dalla Commissione Europea il 26 marzo 2014.

¹⁷ Ai sensi dell'art. 2.5 dell'Allegato A della delibera 312/2016/R/gas.

¹⁸ Ai sensi dell'art. 7.1 della delibera 312/2016/R/gas.

soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME¹⁹ 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 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.

Prezzi e volumi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME (Tav. 3.29), nel 2017 sono stati scambiati volumi complessivi per 45,9 TWh, in leggero calo rispetto a quanto registrato nel 2016 (-3%). Si osserva, tuttavia, una profonda variazione nella ripartizione di tali volumi sulle diverse piattaforme in quanto il 2017 è il primo anno di piena operatività di alcuni mercati nel nuovo quadro regolatorio (cfr. paragrafo precedente). In particolare, dalla tavola si può osservare come i volumi, che nell'anno precedente risultavano ripartiti tra le piattaforme di bilanciamento G+1 e G-1 (fino al terzo trimestre 2016) e i comparti MI, MGP e MGS (nell'ultimo trimestre 2016), nel 2017 vengano interamente negoziati all'interno dei diversi comparti del M-GAS. La maggior liquidità si osserva sul Mercato Infragiornaliero (23,8 TWh), lo stesso utilizzato preferenzialmente da Snam Rete Gas²⁰ per le sue funzioni di Responsabile del bilanciamento, corrispondente al 25% dei volumi scambiati. Anche sul Mercato del gas in stoccaggio (16,6 TWh) il principale operatore risulta il Responsabile del bilanciamento (35%), la cui netta maggioranza di volumi movimentati

(80%) risulta ai fini del bilanciamento del sistema. Il Mercato del giorno prima (3,3 TWh) registra invece un particolare aumento dei volumi scambiati in concomitanza con l'avvio del meccanismo di *liquidity providing* relativamente al giorno gas in contrattazione G+1. Durante l'anno 2017 non si registra alcuna negoziazione per il Mercato dei prodotti locational, mentre si osserva, dopo quattro anni d'inattività, una ripresa delle negoziazioni ad asta sul comparto "*royalties*" della P-GAS (1,9 TWh), occorsa negli ultimi cinque mesi dell'anno per i prodotti mensili in scadenza nel secondo mese successivo (M+2). Si registrano, invece, per la prima volta nel 2017, negoziazioni sul Mercato a termine del gas per un totale di 186 GWh, principalmente per prodotti *balance of month* (54%). Le prime negoziazioni su quest'ultimo mercato, occorse nel mese di gennaio, vengono registrate in corrispondenza di una revisione del calcolo del prezzo di controllo.

Relativamente ai prezzi in esito sulle diverse piattaforme (Fig. 3.14), il M-GAS ha registrato valori compresi tra i 19,26 €/MWh di MGS ed i 19,67 €/MWh di MI-GAS, e quasi sempre inferiori rispetto alla quotazione media al PSV (nell'anno pari a 19,92 €/MWh)²¹. In particolare il netto rialzo registrato nel mese di dicembre su tutti i mercati spot è in parte riconducibile all'attivazione da parte del Ministero dello sviluppo economico dello stato di preallarme del Piano emergenza gas in seguito all'incidente occorso sul gasdotto d'importazione dall'Austria. Come osservato nell'ultimo trimestre del 2016, si conferma nel 2017 una netta correlazione tra la quotazione al PSV e i prezzi registrati sul M-GAS, rappresentati dal *system average price* (SAP), confermando il ruolo di quest'ultimo nel fornire agli utenti chiari segnali di prezzo indotti dal Responsabile del bilanciamento così da promuovere azioni di bilanciamento da parte dei singoli utenti. Su MGS invece sia il livello dei prezzi che la loro volatilità sembrano discostarsi maggiormente dagli altri comparti e quotazioni.

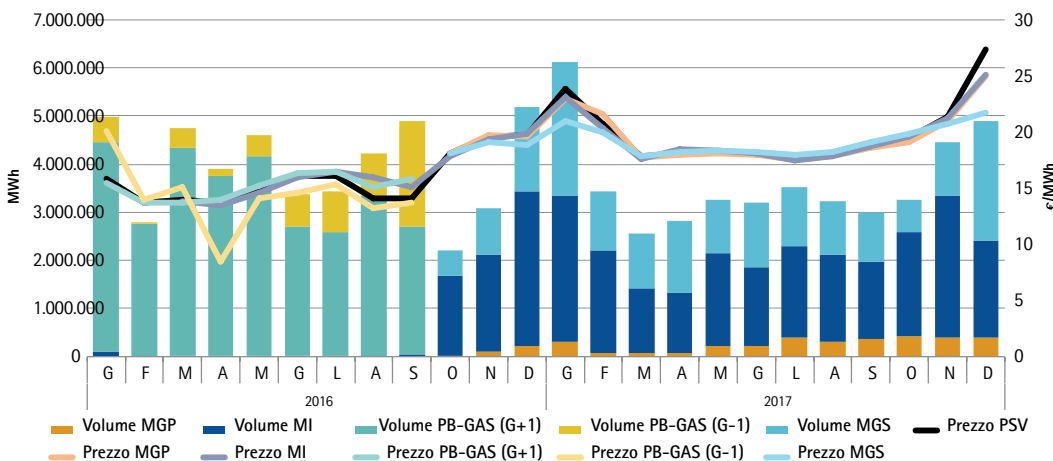
¹⁹ Delibere 12 giugno 2015, 282/2015/R/gas, e 10 settembre 2015, 436/2015/R/gas.

²⁰ Secondo quanto previsto dal Regolamento (UE) 312/2014 in merito alla gerarchia tra risorse di mercato ai fini del bilanciamento.

²¹ Fonte: Thomson-Reuters.

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
P-GAS	Import	365	-	-	-	-	-	-	-
	Royalties	-	2.869.528	2.707.932	1.800.900	-	-	-	1.947.397
	Dlg 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-
M_GAS	MI-GAS	-	12.616	36.120	3.820	102.130	1.009.437	7.089.717	23.825.785
	MGP-GAS	-	149.378	135.900	13.300	-	-	334.930	3.279.530
	MT-GAS	-	-	-	-	-	-	-	186.092
	MGS	-	-	-	-	-	-	3.269.012	16.632.693
	MPL	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS	PB-GAS (G+1)	-	1.711.574	34.925.457	40.832.824	38.584.290	40.863.279	30.568.460	-
	PB-GAS (G-1)	-	-	-	48.344	2.940.479	7.326.319	6.218.251	-
TOTALE		365	4.743.096	37.805.409	42.699.188	41.626.899	49.199.035	47.480.370	45.871.497

Fonte: GME.



Fonte: GME.

Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori regolati, illustrati in queste pagine, nel 2017 al mercato del gas finale, libero o tutelato, sono stati venduti 59,8 G(m³), cui vanno aggiunti 154 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²². Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di quasi 60 G(m³), con una crescita di 2 G(m³) rispetto al 2016 (Tav. 3.30).

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, oltre 15 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 75 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 72,6 G(m³) di fonte ministeriale. Come di consueto vi sono differenze tra le due fonti che classificano

²² La richiesta dei dati relativi alle forniture di ultima istanza e di *default* è presente nell'Indagine annuale con una modalità molto semplificata. Pertanto, per questo tipo di forniture non sono disponibili i particolari (settore di consumo, tipo di allacciamento, ecc.) con cui vengono solitamente analizzate le vendite finali. Quindi, nel resto del paragrafo tutte le analisi di dettaglio vengono effettuate al netto di questa componente del mercato.

TAV. 3.29

Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME
MWh

FIG. 3.14

Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas
€/MWh; MWh

TAV. 3.30

Consumi finali di gas naturale nel 2016 e nel 2017
Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2016	2017	VARIAZIONE	2016	2017	VARIAZIONE
Vendite finali	57.719	59.816	3,6%	21.183	21.177	0,0%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	152	154	1,5%	91	108	18,3%
TOTALE MERCATO	57.871	59.973	3,6%	21.274	21.285	0,0%
Autoconsumi	14.118	15.025	6,4%	2,6	2,6	0,0%
CONSUMI FINALI	71.989	74.995	4,2%	21.277	21.280	0,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi raggiunto nel 2017 ha recuperato, e anzi leggermente superato, quello del 2013, sebbene rimanga ancora parecchio distante dai valori pre-crisi, che si aggiravano intorno agli 85 G(m³).

Anche nel 2017, come negli ultimi anni, gli autoconsumi hanno comunque evidenziato un aumento piuttosto consistente, pari al 6,4% in termini di volumi, che non si è manifestato in termini di punti di prelievo, rimasti stabili a circa 2.600 unità. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'89,4% degli autoconsumi si colloca, infatti, in questo settore).

Come si vedrà più avanti nel paragrafo, la risalita dei consumi finali, che emerge significativa tanto nei dati dell'Indagine annuale (6,4%),

quanto in quelli ministeriali (5,5%), appare legata a una crescita più consistente dei settori produttivi (circa 5,2%), mentre quella dei consumi civili appare positiva ma meno intensa (circa 2,4%).

Indipendentemente dalla crescita delle vendite sul mercato finale, che non tutti gli anni si manifesta, da oltre un decennio si assiste comunque all'incremento del numero di venditori attivi in questo segmento della filiera. Nel 2017 questi ultimi hanno superato le 400 unità, evidenziando un incremento di 18 unità rispetto al 2016²³. Non accenna a fermarsi, quindi, il trend in ascesa nel numero dei venditori, osservabile anche nel mercato dell'energia elettrica.

L'aumento nel numero delle imprese di vendita si è manifestato in tutte le classi di venditori, con l'eccezione delle imprese di media

TAV. 3.31

Attività dei venditori nel periodo 2013-2017

OPERATORI	VENDITE	2013	2014	2015	2016	2017
NUMERO		335	342	378	402	420
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	22	22	25	25	27
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	68	67	55	57	52
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	119	123	133	127	136
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	126	130	165	193	205
VOLUME VENDUTO G(m³)		63,4	53,7	53,7	57,7	59,8
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	45,1	36,1	36,2	40,1	42,5
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	13,8	13,3	12,7	12,8	12,4
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	4,1	3,8	4,4	4,2	4,4
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)		189	142	144	142	142
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	2.048	1.642	1.446	1.604	1.575
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	203	199	230	225	238
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	35	31	33	33	32
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	3	3	3	3	3

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

²³ Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 537 imprese sulle 642 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2017 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 39 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 498 ve ne sono 78 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, quindi, 420.

dimensione (Tav. 3.31), diminuite di cinque unità. Il numero dei grandi venditori è salito invece di due unità rispetto al 2016, così come quello delle piccole e piccolissime imprese, con vendite da 100 M(m³) in giù, è cresciuto complessivamente di 21 unità. L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita mostra segni analoghi a quelli delle variazioni nella numerosità delle imprese: il gas venduto dai grandi operatori registra una buona crescita (6%), così come un discreto avanzamento si è avuto nelle vendite dei piccoli (3,3%) e dei piccolissimi (0,6%), mentre si contraggono i volumi collocati nel mercato dalle imprese di media dimensione (-3,6%).

Il continuo accrescersi del numero di soggetti che operano nel mercato, nonostante l'ampliamento della sua consistenza, costituisce la causa della lieve riduzione del volume medio unitario di vendita che è passato dai 144 M(m³) del 2016 a 142 M(m³) nel 2017, benché tale valore rimanga ancora lontano dai valori pre-crisi, cioè dai 230 M(m³) che erano il venduto medio nel 2009.

Come accennato, la classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 27 operatori, due in più rispetto al 2016, in quanto sono entrati cinque soggetti e ne sono usciti tre. Tra gli entranti, tre imprese provengono dalla classe inferiore, ovvero Sorgenia, Gas Natural Vendita Italia ed Eviva (che ha incorporato, come vedremo tra breve, Energetic Source). Due, invece, sono nuovi ingressi: si tratta di BP Energy Europe, che nel 2016 era un grossista puro, ed Eni Gas e Luce, che come si è già visto anche per il settore elettrico, è la controllata alla quale Eni ha ceduto parte della propria attività di vendita a partire dall'1 luglio 2017. Le imprese uscite dalla classe, invece, sono 2B Energia e Uniper Global Commodities, che nel 2017 hanno operato esclusivamente nel mercato all'ingrosso e Cura Gas & Power, passata nella classe inferiore.

Nella classe dei medi, i cinque soggetti in meno rispetto al 2016 risultano dal saldo tra cinque ingressi e dieci uscite: sono entrati Alpiq Energia Italia, Bluenergy Group, Gas Sales, Alegas, Cura Gas & Power, e sono usciti Dolomiti Energia Trading, Sorgenia, Gas Natural Vendita Italia, Gas Plus Italiana, Energetic Source, Selgas, Azienda Energia e Gas, Energhe, Benrg e Gruppo Openlogs.

Come di consueto moltissime operazioni societarie sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità tra l'inizio del 2017 e il primo trimestre del 2018. Alcune imprese sono già state menzionate nel paragrafo dedicato al mercato libero elettrico perché oltre al gas vendono anche l'elettricità; altre sono state menzionate nel

paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso del gas. In ogni caso, riassumendo:

- si sono realizzate 10 operazioni di incorporazione. Con decorrenza 1 gennaio 2017 Youtrade ha incorporato Benrg, mentre A2A Energia ha incorporato Aspem Energia, che già faceva parte dello stesso gruppo societario; dall'1 febbraio 2017 Energetic Source ha cambiato la propria ragione sociale in Eviva ed è entrata a far parte di questo gruppo in quanto la società Avelar Energy Ltd ha ceduto il 65,36% delle quote a ES Solutions (impresa lussemburghese); analogamente, anche Energetic Source Luce & Gas, in quanto partecipata al 100% da Eviva (ex Energetic Source) è entrata nel gruppo Eviva, per poi essere incorporata in Eviva dall'1 aprile 2017; dal 3 marzo 2017 Tradenergia è stata incorporata in Metano Nord; Vivigas ha incorporato Aemme Linea Energie (appartenente allo stesso gruppo societario) dall'1 giugno 2017; Europe Energy ha incorporato Europe Energy Gas & Power, anch'essa dello stesso gruppo societario, dall'1 luglio 2017; dall'1 ottobre 2017 Autogas Nord ha incorporato tre imprese del suo stesso gruppo societario: Autogas Centro, Autogas Jonica e Autogas Nord Veneto Emiliana; Estra Energie ha incorporato Coop Gas e Veia Energia Ambiente dal 31 dicembre 2017 (entrambe erano nello stesso gruppo societario dell'incorporante);
- molte imprese hanno cambiato gruppo societario: Omnia Energia è entrata nel gruppo Vida; Simp Gas, Energy Only ed Eroga Energia sono uscite dal gruppo Tradeinv Gas & Energy. Le prime due sono entrate nel gruppo G.Energy Holding che ne ha acquisito, rispettivamente, il 70,2% e il 51,2% del capitale sociale, mentre l'ultima è entrata nel gruppo RB Power & Gas; Broni Stradella Gas e Luce dal 23 giugno 2017 è entrata nel gruppo Unogas che ne ha acquisito il 57,14% del capitale sociale; Cast Energie è entrata nel gruppo Gas Rimini dall'1 luglio 2017 in quanto il gruppo SGR ne ha acquisito il 52%; dal 6 luglio 2017 Hera Comm Marche ha acquisito il 100% di Verducci Servizi (prima di proprietà di due persone fisiche), che quindi è entrata nel gruppo Hera; dal 31 luglio 2017 Lumenergia è entrata nel gruppo A2A che dispone di oltre il 90% del capitale sociale dell'impresa; Rotagas è passata nel gruppo Libera Energia dall'1 agosto 2017 in quanto questa impresa ne ha acquisito il 100% delle quote del capitale sociale in precedenza in capo a Italtrading in liquidazione; con pari data anche Azienda Intercomunale Metano Energie Del Territorio (AIMET) è entrata nel gruppo Libera Energia; dal 7 dicembre

2017 Libarna Gas non fa più parte del gruppo Libarna Energie dal momento che tale impresa ha ceduto tutte le proprie quote (100%) a FFFC; Onda Energia non fa più parte di alcun gruppo dal 3 gennaio 2018 in quanto le quote societarie prima possedute da SINERGIA R&S sono state tutte cedute ad altro soggetto; Blu Ranton dal 7 febbraio 2018 è entrata a far parte del gruppo Hera in seguito all'acquisizione del 100% delle quote da parte di Hera Comm Marche; Gas Natural Vendita Italia dal 22 febbraio 2018 è entrata a far parte del gruppo Edison, assumendo la nuova denominazione di Edison Energie, perché da tale data Edison ha acquisito il 100% delle quote del capitale sociale dell'impresa;

- 43 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali: 33 nel 2017 e 10 nel primo trimestre del 2018;
- 14 imprese in totale hanno cessato l'attività (Natural Power, Soluzione Energia, Energye, Smartutility, Vecoge, Energetica Italiana, Agripetroli, Italiana Gas & Luce, C.P. Energie, Server.Com, Verducci Servizi Energia, Electra Italia, Tei Energy In Liquidazione, Ci & Es Energy);
- diverse operazioni hanno riguardato la cessione/acquisizione dell'attività di vendita a clienti liberi: dall'1 gennaio 2017 Fintel Gas e Luce ha acquisito l'attività da Fintel Energia Group e Axpo Italia ha acquisito l'attività da Suntrading²⁴; Duferco Energia ha acquisito l'attività da Energhe dall'1 giugno 2017; Illumia ha acquisito parzialmente l'attività da Electra Italia dall'1 novembre 2017; dal 21 novembre 2017 Energrid S.p.A. ha ceduto l'attività relativa ai clienti della pubblica amministrazione a Energrid S.r.l., mentre quella relativa agli altri clienti l'ha ceduta a Green Network (tutte le società coinvolte fanno parte del gruppo Green Network); Eni Gas e Luce ha acquisito parzialmente l'attività relativa ai clienti liberi e completamente quella relativa ai clienti tutelati da Eni dall'1 luglio 2017;
- diverse operazioni hanno riguardato la cessione/acquisizione dell'attività di vendita ai clienti liberi e tutelati: dall'1 maggio 2017 la società Gran Sasso ha acquisito l'attività dalla sua partecipata Enerpeligna; Steca Energia ha acquisito l'attività da Protos Gas dal 30 giugno 2017; Lomellina Gas ha acquisito (tramite

conferimento di ramo d'azienda) l'attività da CBL dall'1 ottobre 2017; Gas Sales ha acquisito l'attività da Server.Com dal 9 ottobre 2017; Estra Energie ha acquisito l'attività da Picenogas Vendita e Gas Tronto dall'1 gennaio 2018, ciò in quanto Estra Energie ha acquisito a dicembre 2017 il 10% delle quote del capitale sociale che prima erano di Ascoli Rete Gas, mentre nel caso di Gas Tronto (di cui Estra Energie detiene il 79,95% del capitale sociale e gli altri soci sono il Comune di Colli del Tronto il Comune di Castorano) si tratta di un affitto di ramo d'azienda;

- 11 società hanno cambiato natura giuridica e quasi tutte sono diventate società per azioni;
- 28 imprese hanno cambiato la ragione sociale, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria.

Le modalità di approvvigionamento dei venditori puri²⁵ non sono cambiate rispetto allo scorso anno: le imprese che operano unicamente nel mercato finale si procurano la materia prima quasi esclusivamente (92,1%) mediante acquisti da altri rivenditori nazionali; il resto del gas nella loro disponibilità proviene dal PSV (7,6%) e dagli acquisti in stoccaggio (0,3%). Come in passato, quote più rilevanti di acquisti al PSV si osservano per gli operatori di piccole dimensioni e per i grandi, che in quella sede si procurano, rispettivamente, il 12% e il 22% del gas che rivendono. Quasi tutto il gas (99,6%) nella disponibilità dei venditori puri viene, ovviamente, venduto a clienti finali, anche se il 9,7% di tali quantitativi è destinato a quelli tra loro che sono collegati societariamente. In media, lo 0,4% del gas disponibile viene autoconsumato.

Il 7,1% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 30 su 420, ha venduto nel 2017 oltre 300 M(m³) e sono elencate nella tavola 3.32. Nel 2016 questa quota era pari al 6%, visto che 24 imprese su 402 avevano superato tale soglia.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali è risultato pari a 34,28 c€/m³, rincarato di 0,52 c€ (+1,5%) rispetto al 2016. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che ☐ come si è visto nelle pagine precedenti – era pari a 31,42 c€/m³. La

²⁴ Più precisamente, l'accordo tra Axpo Italia e Suntrading non costituisce una vera e propria acquisizione di attività di azienda, in quanto le due società, fin dal 2014, avevano stipulato un contratto secondo il quale Axpo forniva energia elettrica a Suntrading sulla PCE e gas direttamente ai clienti di Suntrading, che operava come *reseller*. A dicembre 2016 le parti hanno condiviso che taluni clienti di Suntrading instaurassero un rapporto diretto con Axpo che già operava quale utente del bilanciamento e utente del dispacciamento per tali clienti. Suntrading ha così ceduto circa 550 clienti. L'accordo escludeva esplicitamente la possibilità che l'accordo costituisse cessione d'azienda (o di ramo), ma solo acquisto di contratti non rappresentativo del portfolio di Suntrading.

²⁵ L'analisi delle modalità di approvvigionamento dei soggetti che complessivamente operano nel mercato della vendita finale non è molto interessante, essendo la gran parte di essi costituita dagli operatori misti che sono gli stessi attivi nel mercato della vendita all'ingrosso e che in quella sede sono stati descritti.

TAV. 3.32

Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2017
M(m³) e quote percentuali

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Eni	9.707	26.551	36.258	16,2%
Edison Energia	4.863	1.968	6.831	8,1%
Enel Energia	4.573	0	4.573	7,6%
Edison	3.025	13.968	16.993	5,1%
Eni Gas E Luce	2.699	48	2.747	4,5%
Ep Commodities	2.526	140	2.666	4,2%
Iren Mercato	2.433	189	2.623	4,1%
Enel Trade	2.008	21.277	23.285	3,4%
Hera Comm	1.698	247	1.945	2,8%
A2A Energia	1.244	33	1.278	2,1%
Sorgenia	1.184	87	1.271	2,0%
Axpo Italia	1.020	3.332	4.352	1,7%
Engie Italia	979	4.978	5.957	1,6%
E.On Energia.	924	54	978	1,5%
Shell Energy Italia	862	643	1.505	1,4%
Estra Energie	815	1.160	1.975	1,4%
Unogas Energia	630	143	773	1,1%
Vivigas	558	81	639	0,9%
Ascotrade	524	316	840	0,9%
Metaenergia	501	45	546	0,8%
Solvay Energy Services Italia	495	0	495	0,8%
Gas Natural Vendita Italia	482	649	1.131	0,8%
Dolomiti Energia	477	0	477	0,8%
Repower Italia	459	1.993	2.452	0,8%
Ilva	418	0	418	0,7%
Egea Commerciale	377	0	377	0,6%
Soenergy	351	90	441	0,6%
Linea Più	342	97	439	0,6%
A2A	336	3.466	3.802	0,6%
Repower Vendita Italia	318	0	318	0,5%
Altri	12.989	23.607	36.596	21,7%
TOTALE	59.816	105.163	164.979	-
Prezzo medio (c€/m ³)	34,28	20,87	25,73	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

ragione del differenziale positivo, pari a 2,86 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non paga il costo della distribuzione.

Il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori risulta, invece, decisamente più ristretto. A fronte di un prezzo di 20,42 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori del mercato finale hanno mediamente richiesto 20,87 c€/m³, cioè 0,45 centesimi in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è cresciuto rispetto al 2016 (7,1%). Nel confronto con i prezzi osservati nel 2016 emerge anche che i differenziali di prezzo sono cresciuti: lo scorso anno quello sul prezzo fissato dai grossisti ai clienti del mercato finale era di 0,37 c€/m³, mentre quello sul prezzo praticato agli altri intermediari era di quasi 15 c€.

Nel 2017 il prezzo richiesto dai grossisti a tutti i loro clienti (finali o altri rivenditori) è risultato mediamente di 22,42 c€/m³, mentre quello richiesto dai venditori appare superiore di 3,32 centesimi, essendo risultato pari a 25,73 c€/m³.

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: Eni, Edison ed Enel sono come sempre i gruppi nelle prime tre posizioni; tutti e tre, però, evidenziano una quota di mercato in riduzione. Il peso del gruppo Eni (quest'anno pari al 20,7%) si è ridotto di mezzo punto percentuale rispetto al 2016, come quello del gruppo Enel, mentre la porzione di Edison è diminuita di 1,2 punti rispetto all'anno precedente. Quindi la distanza tra Eni ed Edison si è leggermente ampliata (da 6,8% a 7,4%), mentre quella tra Edison ed Enel si è accorciata (da 3% a 2,3%).

Circa l'avvicendamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, sono da notare l'ascesa del gruppo ceco Energeticky a Prumyslov Holding (che include la società EP Commodities) entrato molto di recente nel mercato italiano. Questo gruppo è passato dall'ottava alla quarta posizione, grazie ad un incremento delle vendite del 69%, largamente superiore alla media del mercato). Hanno guadagnato posizioni anche i gruppi Sorgenia, Axpo Group, Repower, Metaenergia e Solvay Energy Service Italia.

Nel 2017 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale, che lo scorso anno era risalito dopo anni di costante riduzione, è tornato a scendere rispetto al 2016. I primi tre gruppi controllano il 45%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 47,2%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 53,4% (contro il 55% del 2016).

L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 817, inferiore quindi a quello del 2016, che era pari a 875. Il livello dell'indice è rimasto quindi ben inferiore a 1.000,

TAV. 3.33

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2017
Volumi in M(m³)

GRUPPO	2017		POSIZIONE NEL 2014
	VOLUME	QUOTA	
Eni	12.406	20,7%	1°
Edison	7.954	13,3%	2°
Enel	6.581	11,0%	3°
Energeticky A Prumyslov Holding	2.526	4,2%	8°
Iren	2.483	4,2%	4°
Hera	2.145	3,6%	5°
A2A	1.948	3,3%	7°
Sorgenia	1.184	2,0%	11°
Axpo Group	1.020	1,7%	14°
Engie	979	1,6%	6°
E.On	924	1,5%	10°
Royal Dutch Shell	862	1,4%	9°
Estra Spa	853	1,4%	13°
Ascopiave	811	1,4%	12°
Repower Ag	777	1,3%	18°
Unogas	697	1,2%	15°
Eg Holding Spa	637	1,1%	16°
Metaenergia Spa	504	0,8%	26°
Solvay Energy Services Italia	495	0,8%	47°
Gas Natural Sdg	482	0,8%	17°
Altri	13.551	22,7%	-
TOTALE	59.816	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

valore 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 2017 sono provvisori. Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2017 sono stati venduti 74,8 G(m³) – di cui 15 destinati all'autoconsumo e 59,8 alla vendita – a 21,2 milioni di clienti (punti di riconsegna).

Complessivamente i quantitativi di gas sono aumentati rispetto al 2016 in quasi tutti i settori, con l'eccezione dei condomini e del commercio e servizi. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato un nuovo aumento (6,4%), i quantitativi di gas venduti nel mercato libero hanno evidenziato un incremento del 5,7%, mentre una perdita del 6,8% si è avuta nelle vendite del mercato tutelato. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari settori. Questi sono risultati pari a 152 M(m³) nel 2016 e a 154 M(m³) nel 2017. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 9,1 G(m³), sebbene la perdita rispetto al 2016 rimanga sostanzialmente invariata (6,7%).

I clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo sono fortemente diminuiti (-26,7%), così come una riduzione dell'11,1% ha interessato i clienti serviti nel mercato tutelato (ma se si tiene conto dei servizi di *default* e ultima istanza il calo si riduce al 10,9%); viceversa i clienti del mercato libero sono complessivamente aumentati del 15,3%.

Come accennato all'inizio del Capitolo, nel 2017 il clima è stato rigido nei mesi invernali e più caldo, rispetto agli anni passati, nei mesi estivi; la ripresa economica si è irrobustita e l'indisponibilità delle centrali nucleari francesi, che si è protratta per una buona parte dell'anno, sono gli elementi che hanno permesso una discreta risalita dei consumi di gas. Infatti, come si vede nei dati, i consumi civili (cioè del settore domestico, insieme con i condomini, con il terziario e con le attività di servizio pubblico) sono complessivamente aumentati del 2,4% rispetto al 2016, mentre gli usi produttivi (industria e termoelettrico insieme) evidenziano una crescita del 5,2%.

Il tasso di crescita del settore civile migliora sensibilmente se si considerano le sole vendite effettuate sul mercato libero, che rispetto al 2016 sono cresciute dell'8,1%. Infatti, con l'eccezione del comparto del commercio e servizi che evidenzia comunque una lieve riduzione (0,5%), i volumi di gas venduti nel mercato libero alle famiglie risultano del 20,2% più elevati rispetto al 2016, quelli dei

TAV. 3.34

Consumi finali di gas naturale per settore di consumo

Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

SETTORE DI CONSUMO	2016				2017			
	MERCATO TUTELATO ^(A)	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	MERCATO TUTELATO	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	8.866	5.725	0	14.591	8.356	6.880	0	15.236
Condominio uso domestico	737	1.758	11	2.506	598	1.888	9	2.495
Commercio e servizi	17	7.439	76	7.532	15	7.400	49	7.464
Industria	6	18.789	1.540	20.336	3	19.838	1.529	21.370
Generazione elettrica	0	13.105	12.490	25.595	0	13.494	13.438	26.932
Attività di servizio pubblico	2	1.274	0	1.276	2	1.343	0	1.345
TOTALE VOLUMI	9.629	48.090	14.118	71.837	8.973	50.843	15.025	74.841
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	12.212	7.446	0	19.659	10.861	8.810	0	19.671
Condominio uso domestico	94	113	1	207	80	117	0	198
Commercio e servizi	9	1.068	2	1.079	9	1.052	1	1.062
Industria	3	178	0	180	2	180	0	182
Generazione elettrica	0	1	0	1	0	1	0	1
Attività di servizio pubblico	1	59	0	60	0	65	0	65
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	12.319	8.865	3	21.186	10.952	10.225	2	21.179

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

condomini crescono del 7,4% e del 5,4% quelli delle attività di servizio pubblico.

Nel 2017 i clienti del mercato del gas nel suo complesso sono rimasti stabili, anzi, hanno registrato una lievissima riduzione, essendo scesi di quasi 7.000 punti di riconsegna. L'incremento delle vendite, quindi, non è dovuto all'ampliamento della platea dei contratti, bensì a un genuino aumento dei consumi. Si registra, comunque e da diversi anni uno spostamento dei clienti verso il mercato libero, in parte dovuto alla graduale espulsione dalla tutela, *ope legis*, di tutte le categorie di clienti non domestiche²⁶ e, per quanto riguarda le famiglie, in parte dovuta alla fine del regime di tutela programmato per il primo luglio 2019.

Nel 2017, infatti, un milione e 366 mila clienti sono complessivamente usciti dal mercato tutelato, mentre il mercato libero ne registra 1 milione e 360 mila in più.

In particolare, si evidenzia nel servizio di tutela l'uscita di 1.351.000 famiglie, mentre nel mercato libero vi sono 1.363.000 clienti domestici in più rispetto al 2016. Nel caso dei condomini con uso domestico il saldo è negativo: a fronte di 14.000 punti usciti dalla tutela, se ne registrano solo 5.000 in più nel mercato libero. Una perdita complessiva e significativa di clienti emerge nel caso del commercio e servizi (1.000 punti di riconsegna serviti nel mercato tutelato e -16.000 punti di riconsegna nel libero). Al contrario, il saldo è positivo nel caso del settore industriale (-1.190 punti in tutela, ma +2.595 punti nel libero) e ancor di più nel caso delle attività di servizio pubblico (nessuna uscita dalla tutela e + 5.000 Punti nel libero). In conseguenza di quanto detto finora, si osserva che nel 2017 i consumi medi unitari sono cresciuti: rispetto al 2016, il consumo medio per i clienti domestici è passato da 742 a 775 m³, per i condomini uso domestico da 12.098 a 12.590 m³, per il commercio da 6.980 a 7.025 m³, per l'industria da 112,3 a 117,6 migliaia di m³, per la generazione elettrica da 31,2 a 41 M(m³). L'unica eccezione è rappresentata dalle attività di servizio pubblico, settore per il quale il consumo medio unitario è leggermente diminuito da 21.298 a 20.675 m³. Nel mercato libero

i consumi medi tendono a essere più elevati rispetto a quelli che si riscontrano nel mercato tutelato.

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2017: il settore domestico ha acquistato 15,2 G(m³), cioè il 20,4% di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,3%, ovvero 2,5 G(m³); il commercio ne ha utilizzato il 10%, corrispondente a 7,5 G(m³); l'industria ne ha consumato il 28,6%, cioè 21,4 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 36%, equivalente a 26,9 G(m³); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato l'1,8%, equivalente a 1,3 G(m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 67,9%, quella del mercato tutelato è del 12%, mentre il 20,1% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'85% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 15% sul mercato tutelato. In termini di clienti, invece, il 51,7% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 48,3% acquista nel mercato libero.

Concentrandosi solo sul settore domestico si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2017 ha raggiunto il 44,8% per le famiglie e il 59,4% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto). Nel 2016 i valori erano, rispettivamente, del 37,9% e del 54,6%.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tav. 3.35) conferma le analisi già molte volte delineate in passato: al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce via via maggiore peso. Infatti, la quota di gas acquistata nel mercato libero, indipendentemente dai settore, risulta mediamente pari al 13,7% per i clienti delle prime due classi di consumo (meno di 5.000 m³/anno e 5.000-50.000 m³/anno), al 5,1% per la terza classe (50.000-200.000 m³/anno), all'11,1% per la quarta (200.000-2.000.000 m³/anno), al 18,8% per la penultima (2-20 milioni di m³/anno) e al 39% per l'ultima (oltre 20 milioni di m³/anno).

²⁶ Come si ricorderà, in base al decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, dalla seconda metà del 2013 l'obbligo di offerta delle condizioni economiche di tutela riguarda soltanto i clienti finali domestici e non più anche le utenze con usi diversi e consumi limitati o quelle relative ad attività di servizio pubblico. Prima di tale norma avevano diritto al servizio di tutela i punti di riconsegna nella titolarità dei clienti: domestici, condomini con uso domestico con consumi annui inferiori a 200.000 m³/anno, non domestici con consumi inferiori a 50.000 m³/anno, attività di servizio pubblico. Pertanto, a partire dalla seconda metà del 2013 i clienti non domestici sono gradualmente usciti dal perimetro di tutela e i dati raccolti ne danno conferma.

TAV. 3.35

Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2017
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	8.302	607	64	0	0	0	8.973
Domestico	8.208	145	3	0	0	0	8.356
Condominio uso domestico	84	453	61	0	0	0	598
Commercio e servizi	1	1	0	0	0	0	2
Industria	8	6	1	0	0	0	15
Generazione elettrica	2	1	0	0	0	0	3
Attività di servizio pubblico	0	0	0	0	0	0	0
MERCATO LIBERO	8.178	5.067	2.573	5.642	9.535	19.847	50.843
Domestico	6.680	161	11	5	23	0	6.880
Condominio uso domestico	74	1.320	399	80	16	0	1.888
Commercio e servizi	58	347	223	353	255	107	1.343
Industria	1.169	2.407	1.164	1.780	798	82	7.400
Generazione elettrica	198	830	767	3.313	7.498	7.232	19.838
Attività di servizio pubblico	0	2	9	112	945	12.426	13.494
TOTALE	16.480	5.674	2.637	5.643	9.535	19.847	59.816

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti²⁷ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2017²⁸, è risultata complessivamente pari al 5,7%, ovvero al 48,5% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.36). Diversamente dagli anni più recenti, le percentuali non sono in aumento, anzi, risultano in lieve flessione rispetto al 2016, probabilmente anche perché i passaggi al mercato libero spinti dalle modifiche normative di graduale esclusione dal regime di tutela si vanno esaurendo nel tempo.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2017, non obbligati per legge, mantengono un profilo non particolarmente vivace, benché più o meno stabili (Fig. 3.15 e Tav 3.36). Lo scorso anno, infatti, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore poco più di un milione di clienti, equivalenti a una quota del 5,2% (e corrispondente a una porzione di volumi del 5,8%). Più

elevata e pari all'8,4% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti all'11,4% del relativo settore di consumo. Il 17,2% (equivalenti al 25,4% 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 piuttosto elevato, ma questa è una delle categorie che in forza di legge devono uscire dal mercato tutelato. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 12,1% del totale in termini di clienti, nonché il 57,4% in termini di volumi.

All'interno degli "altri usi" si osservano, come sempre, tassi di *switching* che aumentano all'ampliarsi dei volumi di consumo, perché per questi clienti la spesa per l'acquisto del gas assume livelli importanti e, dunque, è maggiore la propensione a cambiare fornitore per trovare migliori condizioni contrattuali e prezzi più favorevoli.

²⁷ 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.

²⁸ Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato, quindi, replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch-back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza, lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale o il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

TAV. 3.36

Tassi di switching dei clienti finali nel 2016 e nel 2017

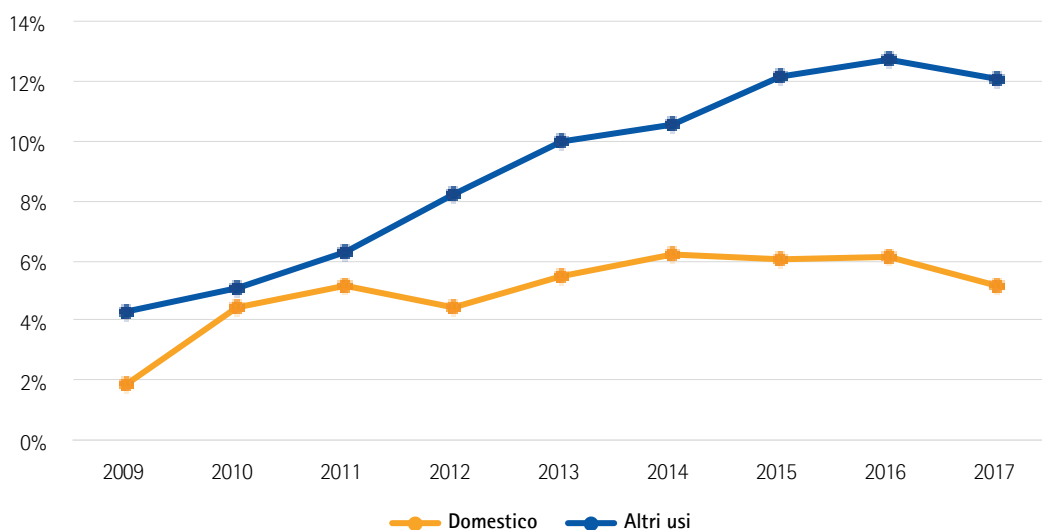
CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2016		2017	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	6,1	7,2	5,2	5,8
Condominio uso domestico	11,1	13,2	8,4	11,4
Attività di servizio pubblico	19,3	28,7	17,2	25,4
Altri usi	12,7	60,5	12,1	57,4
di cui:				
fino a 5.000 m ³	10,7	13,4	10,5	12,9
5.000-50.000 m ³	20,1	20,9	17,7	18,5
50.000-200.000 m ³	24,0	24,4	21,3	21,9
200.000-2.000.000 m ³	29,4	31,7	28,2	30,8
2.000.000-20.000.000 m ³	56,3	61,2	59,0	63,2
oltre 20.000.000 m ³	69,5	68,2	66,6	62,5
TOTALE	6,6	50,8	5,7	48,5

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.15

Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009

Valori percentuali



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Come già evidenziato al Capitolo 2, anche quest'anno, per la seconda volta, 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.

Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 2, sfruttando l'esperienza raccolta nell'edizione del 2017, i quesiti sono stati leggermente

modificati per cercare di catturare meglio una realtà assai complessa e variegata com'è quella delle offerte commerciali. Ciò con l'obiettivo di affinare definizioni e categorie per renderle il più possibile adatte a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Come lo scorso anno, pertanto, i risultati presentati in queste pagine devono essere accolti con la necessaria cautela. 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 ultime²⁹.

La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 13 per la clientela domestica, a 7,6 per i condomini con uso domestico e pari a 76,6 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate rispetto a quelle di un cliente domestico. A tale cliente il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi personalizzati e contratti maggiormente individualizzati.

La figura 3.16 mostra tuttavia che il 24% dei venditori offre ai clienti domestici una sola modalità contrattuale, il 34% ne mette a disposizione fino a 3 e il restante 42% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da 4 offerte in su.

Delle 13,7 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,1 sono acquistabili solo *online*, cioè soltanto attraverso internet che costituisce un importante canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di vendita con tutti i dettagli necessari, ma risparmiando sui costi di gestione. Il 16,5% dei venditori non offre però nemmeno un'offerta *online*. Nel 2,4% 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.

Le offerte *online* non sembrano aver riscontrato, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 4,1% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità.

Circa la tipologia di prezzo preferita è risultato che il 68,6% 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 31,4% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 45,7% 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; il 19,8% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 18,5% dei clienti ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione legata ai prezzi del TTF. Una quota esigua di clienti (0,8%) ha scelto di indicizzare il prezzo del gas all'andamento dei prezzi al PSV o a quello dei mercati gestiti dal GME. Il restante 15,3% dei contratti prevede forme di indicizzazione alternative, spesso con una combinazione di quelle appena citate.

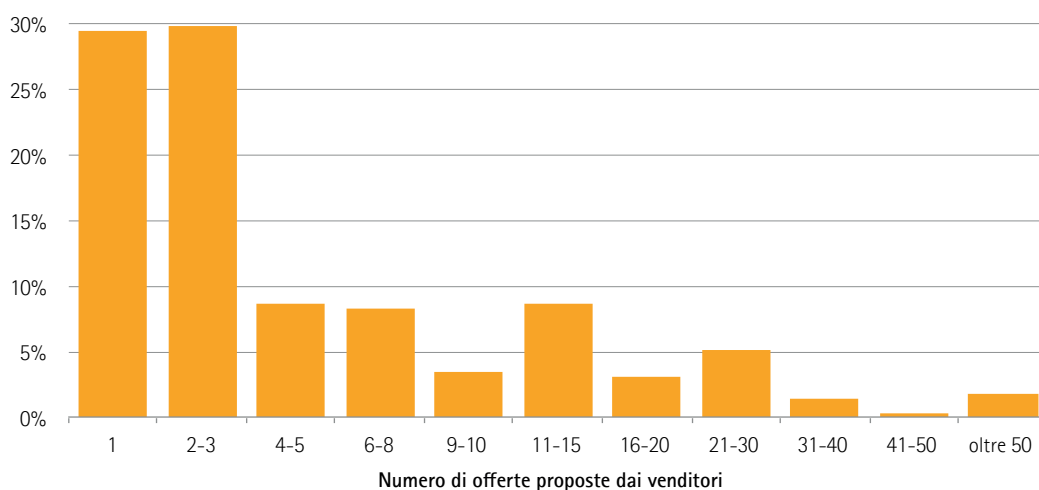


FIG. 3.16

Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

²⁹ 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.

Per quanto riguarda la durata, il 2,8% 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 maggiore nel caso di contratti a prezzo fisso dove la clausola si applica al 3,1% dei clienti, mentre è del 2,2% nel caso di contratti a prezzo bloccato. Tuttavia non tutti i venditori presenti nel mercato libero applica un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, e anche quelli tra loro che contemplano questa possibilità offrono ai loro clienti contratti alternativi che non includono tale vincolo. I venditori che applicano contratti con clausola di durata minima sono in tutto 16, e complessivamente servono poco meno di un milione di clienti. La quota dei clienti di tali venditori che hanno acquistato un contratto con clausola di durata minima è pari al 33,8% (14,6% con prezzo variabile e 59,4% con prezzo bloccato).

Il 25% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere una tantum o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione (es. sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio, risulta che in media, lo sconto è applicato al 17% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo bloccato e al 42% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile.

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti dalle famiglie si può osservare che tra i clienti domestici che hanno

scelto un contratto a prezzo bloccato emerge una netta preferenza (51,4%) per quei contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un certo gradimento (7%) per i contratti che offrono un servizio energetico accessorio. Una grossa fetta di clienti, però, pari al 38,8% ha sottoscritto un contratto che non prevede alcun servizio aggiuntivo. Tale porzione è anche più elevata, 86,5%, nel caso dei contratti con prezzo variabile (Tav. 3.37).

Anche nel 2017 la distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.38), non presenta novità di particolare rilievo rispetto agli anni precedenti, tenuto conto che è legata principalmente alla differente diffusione del metano nelle varie regioni, alle differenti condizioni climatiche e alla maggiore densità delle attività industriali. Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquista, infatti, il 61,9% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 37 G(m³); il 23,4% dei consumi, 14 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 14,7%, cioè 8,8 G(m³), viene venduto al Sud e nelle Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è metanizzata). Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 2,6 volte quelli del Centro, con un valore relativamente simile per tutti i settori di consumo, e 4,2 volte quelli del Sud e Isole, ma in questo caso vi è una forte variabilità tra i settori di consumo: il rapporto è minimo nel caso della generazione elettrica (1,6) e massimo nel caso dei condomini (33,4).

La regione con i consumi più elevati, pari a 12 G(m³) – e di gran lunga superiori a quelli delle altre – 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 e il

TAV. 3.37

Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi

SERVIZI AGGIUNTIVI	CONTRATTI A PREZZO FISSO	CONTRATTI A PREZZO VARIABILE
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	51,4%	2,0%
Nessun servizio aggiuntivo	38,3%	86,5%
Servizi energetici accessori (es. 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.)	7,1%	7,0%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (es. sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc)	1,4%	0,4%
Omaggio o gadget	0,2%	0,3%
Servizi telefonici personalizzati	0,0%	0,0%
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,6%	3,7%
TOTALE	100%	100%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.38

Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2017
M(m³)

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMI- NIUSO DOME- STICO	COMMER- CIO E SER- VIZI	INDUSTRIA	GENERAZI NE ELET- TRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.428	382	771	2.901	1.844	149	7.474
Valle d'Aosta	17	7	15	63	0	7	109
Lombardia	3.614	888	1.763	3.936	1.482	335	12.018
Trentino Alto Adige	185	72	253	418	8	55	991
Veneto	1.835	155	884	2.098	285	182	5.439
Friuli Venezia Giulia	418	68	183	836	168	49	1.722
Liguria	379	160	136	309	629	41	1.655
Emilia Romagna	1.836	266	1.072	3.228	1.116	101	7.619
Toscana	1.111	103	483	1.617	581	78	3.973
Umbria	219	16	139	383	24	20	801
Marche	478	24	309	536	5	21	1.373
Lazio	1.068	260	574	757	3.486	112	6.257
Abruzzo	360	19	152	474	51	17	1.073
Molise	80	5	36	64	309	9	502
Campania	610	26	249	529	800	74	2.288
Puglia	777	16	203	727	757	38	2.518
Basilicata	135	6	35	155	0	24	356
Calabria	208	3	47	70	77	9	414
Sicilia	477	9	112	738	1.871	25	3.233
ITALIA	15.235	2.486	7.415	19.841	13.494	1.345	59.816
NORD	9.712	1.999	5.076	13.790	5.533	919	37.028
CENTRO	3.315	428	1.693	3.832	4.456	256	13.979
SUD E ISOLE	2.208	60	646	2.219	3.505	170	8.809

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Piemonte entrambe con oltre 7 G(m³), cioè il 12,7% e il 12,5% del totale nazionale, il Lazio con 6,3 G(m³), cioè il 10,5% del totale nazionale e il Veneto con 5,4 G(m³), cioè il 9,1% del totale nazionale. Seguono con un po' meno di 4 G(m³) di consumo Sicilia e Toscana. Tutte le altre regioni presentano valori fino a 2 G(m³) circa.

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. Uno di essi è quello della generazione termoelettrica, dove i consumi risultano quasi equidistribuiti tra le varie zone del territorio (41% al Nord, 30% al Centro e 26% 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 l'80% dei volumi nazionali e il restante 20% è quasi integralmente acquistato al Centro (17,2%). In pratica, questo uso è molto

ridotto al Sud, dove, comprensibilmente, i riscaldamenti centralizzati non risultano particolarmente diffusi, come denotano i volumi di acquisto che rappresentano solo il 2,4% del totale nazionale.

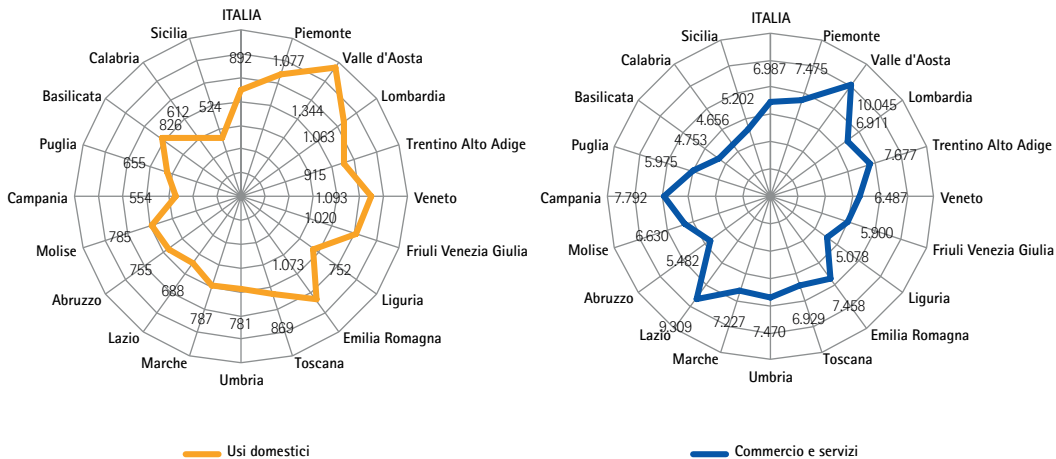
Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.17 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi.

La media nazionale dei consumi domestici è di 892 m³, variabile a livello regionale, ma abbastanza uniforme nelle tre macrozone considerate: al Nord, dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide, i volumi di consumo medio unitario sono più alti, pari a 1.047 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 768 e 596 m³. Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, peraltro su livelli di consumo più elevati rispetto ai domestici, si riscontra nel caso dei consumi medi del commercio e servizi: il dato medio nazionale, pari a 6.987 m³, non è molto

FIG. 3.17

Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2017

m³. gli usi domestici includono i condomini con uso domestico



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

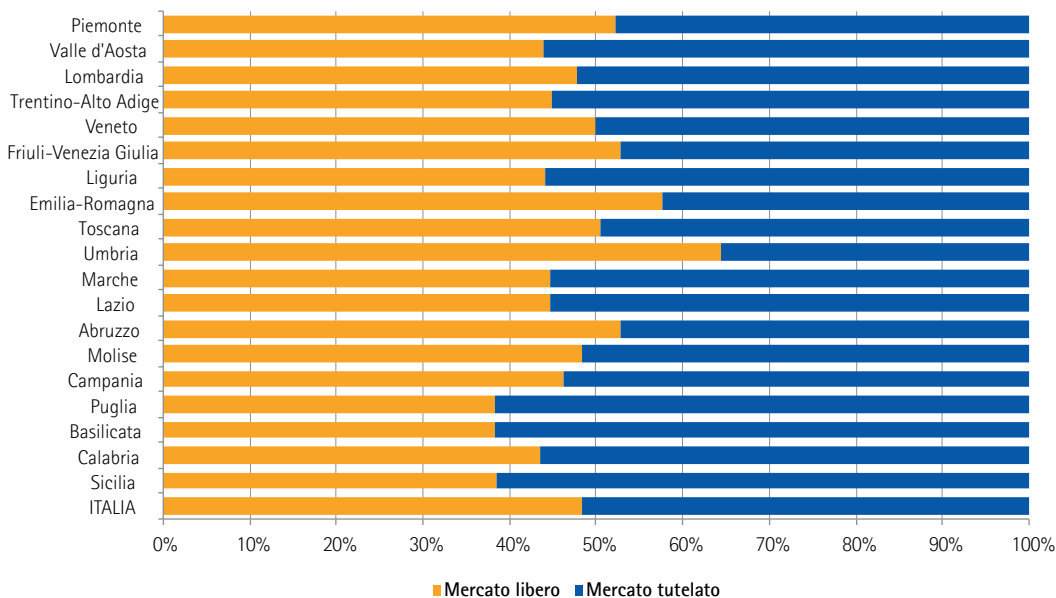
dissimile da quelli del Nord (6.950 m³), del Centro (7.495 m³) e del Sud e Isole (6.156 m³).

La ripartizione tra i due mercati, libero e tutelato, a livello territoriale evidenzia ancora la prevalenza del mercato tutelato (ancorché in continua discesa) in quasi tutte le regioni italiane, se le percentuali vengono calcolate sui clienti, e viceversa una dominanza del mercato libero, se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita.

Valutando la rilevanza del mercato libero in base al numero di clienti serviti (Fig. 3.18), le regioni che evidenziano quote superiori alla media nazionale (48,3%) sono, in particolare: Umbria (64,3%), Emilia Romagna (57,6%), Friuli Venezia Giulia e Abruzzo (52,9%), Piemonte (52,2%) e Veneto (49,9%). Al contrario, le regioni in cui il dato è molto inferiore alla media nazionale sono, casualmente, quelle poste geograficamente agli estremi del territorio nazionale, ovvero Puglia e Basilicata (entrambe al 38,3%), Sicilia (38,5%), Calabria (43,4%) e Valle d'Aosta (44%).

FIG. 3.18

Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2017



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 tutti in lieve diminuzione rispetto agli anni scorsi.

I clienti domestici collocati al Centro mostrano, anche nel 2017, 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 6% in termini di clienti e all'8,3% in termini di volumi, contro una media nazionale del 5,2% (clienti) e del 5,8% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Centro rispetto alla media nazionale.

Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Nord risultano i più elevati in termini di clienti (22,4% contro il 17,2% della media nazionale), così come in termini di volumi (29,1% contro 25,4%); negli "altri usi" il Nord e il Centro mostrano valori relativamente omogenei e percentuali sui volumi molto più ampie rispetto a quelle del Sud.

TAV. 3.39

Tassi di *switching* per regione e per tipologia di clienti nel 2017

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	5,4	5,9	8,1	11,2	13,0	63,3	18,7	28,2	6,0	54,1
Valle d'Aosta	3,2	3,4	6,8	10,1	10,8	41,3	24,8	19,1	4,3	34,6
Lombardia	5,1	5,8	9,6	12,7	12,9	55,7	22,4	22,7	5,7	46,4
Trentino Alto Adige	2,1	2,3	6,6	12,2	6,6	59,2	12,9	18,8	2,8	50,0
Veneto	5,2	5,8	9,6	15,2	13,7	65,5	27,5	52,3	6,0	54,0
Friuli Venezia Giulia	5,3	6,2	8,7	10,7	16,1	68,5	29,4	31,1	6,2	59,1
Liguria	4,7	5,9	10,6	12,0	13,3	81,6	16,6	14,1	5,2	64,3
Emilia Romagna	4,6	4,9	4,1	5,2	10,8	50,7	25,0	29,4	5,2	43,7
Toscana	5,8	6,3	6,2	5,9	13,3	63,8	12,4	9,9	6,3	54,1
Umbria	5,5	6,4	8,8	9,1	17,2	57,0	21,2	50,7	6,4	48,0
Marche	5,2	5,8	8,8	11,7	11,4	50,1	11,8	34,8	5,7	39,9
Lazio	6,3	7,1	9,3	12,6	9,5	74,5	8,3	12,8	6,5	57,9
Abruzzo	6,7	8,3	11,8	18,5	7,4	43,5	16,7	33,9	6,9	36,0
Molise	5,6	6,7	8,4	46,1	12,0	83,9	15,9	14,7	6,0	70,9
Campania	5,4	6,3	11,1	10,7	11,1	79,5	9,3	17,4	5,6	66,4
Puglia	4,7	5,5	5,4	5,5	10,9	41,2	14,2	20,8	4,9	36,2
Basilicata	4,0	4,7	6,6	9,1	9,0	52,2	4,5	2,7	4,3	39,4
Calabria	4,4	5,2	5,1	2,7	10,8	24,4	9,5	16,9	4,6	23,2
Sicilia	4,1	4,8	4,0	4,2	9,5	41,3	10,5	15,0	4,2	37,3
ITALIA	5,2	5,8	8,4	11,4	11,9	21,2	17,2	25,4	5,6	13,2
NORD	5,0	5,6	8,3	11,5	12,6	59,0	22,4	29,1	5,6	49,6
CENTRO	6,0	6,7	8,6	11,8	11,3	63,3	11,8	19,9	6,4	51,8
SUD E ISOLE	4,7	5,5	7,8	8,0	10,5	45,8	10,2	15,9	4,9	40,5

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Interessante risulta, infine, effettuare un'analisi dei livelli di concentrazione in ambito territoriale attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.40), già utilizzato anche relativamente alla distribuzione.

Il livello del coefficiente C3 relativamente al settore domestico (inteso come somma delle famiglie e dei condomini con uso domestico) risulta piuttosto elevato quasi dappertutto, con punte superiori all'80% in Valle d'Aosta e in Trentino Alto Adige, e superiori al 70% in Calabria, Lazio e Basilicata. Le stesse regioni erano quelle con i valori di C3 più elevati anche nel 2016, seppure con valori dell'indice più elevati rispetto a quelli che emergono per il 2017. Come in passato, il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di venditori attivi (273): qui la quota di mercato dei primi tre venditori è solo del 37,8% e la percentuale di clienti domestici da essi serviti è pari al 48,2%, valori entrambi in discesa rispetto a quelli del 2016. Un valore di C3 ridotto, inferiore al 50%, si osserva anche nel Veneto, dove, parimenti, il numero di operatori è notevole (208). 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 sempre superiori al 70%

in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un nutrito numero di venditori presenti (superiore a 200 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 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 due regioni, Molise e Sicilia, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo innalza considerevolmente. In entrambe le regioni la percentuale di clienti serviti dai primi tre operatori del mercato è largamente 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. Lo stesso peraltro accade in Piemonte e in Puglia, dove però il C3 risulta molto più contenuto.

TAV. 3.40

Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2017

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3); percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	OPERATORI	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	226	52,5	60,3	38,4	8,2
Valle d'Aosta	75	89,7	92,9	82,6	90,9
Lombardia	273	37,8	48,2	33,3	47,3
Trentino Alto Adige	115	86,3	90,8	62,7	86,0
Veneto	208	39,6	40,0	34,3	29,1
Friuli Venezia Giulia	155	49,7	44,3	36,8	27,0
Liguria	167	62,3	70,0	60,3	52,9
Emilia Romagna	219	70,0	72,9	48,0	47,4
Toscana	198	66,0	65,9	39,4	43,2
Umbria	148	62,7	63,6	60,5	52,9
Marche	167	51,2	50,6	43,7	42,5
Lazio	224	72,6	79,7	62,7	32,8
Abruzzo	178	46,4	45,1	48,1	36,6
Molise	115	45,8	38,5	70,9	21,0
Campania	185	66,8	68,8	46,4	46,0
Puglia	175	57,8	56,8	48,6	9,6
Basilicata	120	71,7	70,1	58,5	49,4
Calabria	122	76,7	73,7	67,4	73,3
Sicilia	141	60,4	58,2	69,8	15,2

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 2017 e confermato (o rettificato) i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2016, che sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella precedente *Relazione Annuale*). Hanno risposto all'Indagine 80 sulle 81 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.

Le principali operazioni societarie che si sono verificate nel 2017 e che sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- ASMT Energia, società del gruppo Sime Partecipazioni, ha variato la propria ragione sociale in Società Impianti Metano in data 1 gennaio 2017 e contestualmente ha acquisito l'attività di distribuzione di gas metano e gas diversi dalla capogruppo;
- l'azienda Sherden Gas Bacino 24 ha avviato l'attività alla fine di febbraio 2017 in alcuni Comuni della Sardegna, per alcuni dei quali sono state create delle nuove località tariffarie;
- dal 1° agosto 2017 Blu Reti Gas (che fa parte del gruppo Consorzio Servizi Valle Camonica) ha acquisito l'attività di vendita di gas diversi dal gas naturale dalla società Integra; in particolare ne ha acquistato il ramo d'azienda denominato Rete GPL nel comune di Lozio (BS);
- dal mese di ottobre 2017 Autogas Nord ha incorporato Autogas Centro e Autogas Nord Veneto Emiliana che facevano parte dello stesso gruppo societario;
- sempre nell'ottobre 2017 è cambiata la compagine societaria di Totalgaz Italia: il capitale sociale di questa impresa è infatti stato

acquisito interamente da UGI Italia. A seguito di tale acquisizione Totalgaz Italia ha cambiato ragione sociale, divenendo Univergas Italia ed è uscita dal gruppo TotalErg;

- dal 28 febbraio 2018 le imprese Fontenergia 7 e Fontenergia 9 sono entrate nel gruppo Italgas, a seguito dell'acquisizione da parte di Italgas della società Ichnusa. Quest'ultima è titolare di diverse concessioni in Sardegna sebbene solo alcune di esse risultano in esercizio provvisorio con alimentazione a GPL, mentre la maggior parte sono riferite a reti in costruzione o da realizzare. L'acquisizione, tuttavia, mostra l'intenzione di Italgas di prepararsi per la metanizzazione dell'isola.
- Da segnalare anche due cambiamenti di ragione sociale: nel novembre 2017 la società Energia Azzurra del gruppo Badano è divenuta Alpha Gas, mentre dal 1° dicembre 2017 Lampogas Emiliana ha cambiato la ragione sociale in Lampogas.

Infine è da segnalare che l'impresa Quattropetroli ha ceduto nell'agosto 2017 al Comune di Larciano (PT) la rete, realizzata nel 2002 per l'erogazione del GPL, che gestiva in una frazione del Comune stesso. Il Comune, però, ha chiesto la rimozione del serbatoio del GPL, lo smontaggio dell'impianto di erogazione e la rimozione dei contatori.

Nel 2017 i prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete hanno registrato una buona crescita (5,6%), essendo passati da 34,5 a 36,5 M(m³), mentre i gruppi di misura alimentati da questi gas sono cresciuti dello 0,5%, superando le 171 mila unità (Tav. 3.41). I volumi di GPL distribuiti sono saliti del 3,3% passando da 17,8 a 18,4 M(m³) a fronte di una lievissima diminuzione (-0,1%) dei clienti. Una crescita più ampia, pari al 10,5%, si è manifestata nei volumi distribuiti di aria propanata, che dai 12,8 M(m³) del 2016 hanno raggiunto 14,1 M(m³); anche i relativi gruppi di misura hanno registrato un incremento del 2,5%. Al contrario, una variazione si è avuta per i gruppi di misura alimentati da altri gas, che sono

diminuiti dell'1,5% rispetto al 2016. I volumi distribuiti di tali gas, invece, sono rimasti sostanzialmente invariati a 4 M(m³).

Rispetto al 2016 il consumo medio unitario è aumentato del 5,1% passando da 203 a 213 m³. Come sempre, tuttavia, restano marcate le differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 141 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 372 m³ dell'aria propanata e con i 1.400 m³ degli altri gas.

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta sempre il GPL, che copre il 50% dei volumi complessivamente erogati e il 76% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 39% dei volumi distribuiti (e il 22% in termini di gruppi di misura). Gli altri tipi di gas, che rappresentano il 2% dei clienti, possiedono una piccola quota (11%) del gas complessivamente distribuito.

La distribuzione regionale nel 2017 (Tav. 3.42) mostra un'evoluzione tanto dei consumi, quanto dei clienti serviti, differenziata nelle varie regioni.

Il Lazio è la regione in cui si è registrato l'incremento di volumi distribuiti più corposo (19,8%), che è stato accompagnato, però, da una leggera diminuzione di clienti (-1,1%). Analogamente, in Umbria i volumi distribuiti sono saliti del 18,6% rispetto al 2016, con un aumento dei clienti dell'1,9%. Un significativo incremento del gas distribuito si è manifestato anche in Veneto (17,4%), in Sicilia (11,6%) e in Molise (11,1%), tutti associati a una leggera crescita dei clienti (rispettivamente: 3,6%, 1% e 1,9%). All'opposto, si sono registrate riduzioni tanto nei volumi, quanto nei clienti in Piemonte (-9,7% di gas distribuito e 2,2% di clienti), in Calabria (-4,6% nei volumi e -2,3% nei clienti) e in Campania (-3,9% nel gas e 4,1% nei clienti). Nonostante questi andamenti, le quote regionali nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale non presentano novità di particolare rilievo rispetto agli anni passati. Con il 45,6% dei volumi complessivamente prelevati e il 36,8% del totale dei clienti alimentati con

gas diversi dal gas naturale, la Sardegna (regione non metanizzata) è sempre in testa a tutte le altre regioni italiane. In questa regione il servizio rimane comunque concentrato in 101 comuni (poco più di un quarto dei comuni esistenti nel territorio).

La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale raggiunge cifre ragguardevoli è la Lombardia, che conta per il 16,4% dei volumi distribuiti e soltanto per il 7,1% dei clienti serviti, essendo presenti nel territorio regionale realtà produttive con consumi medi elevati. In questa regione, tra l'altro, il servizio raggiunge appena il 4% dei comuni esistenti nel territorio (59 comuni su 1.516). Un'incidenza dei volumi distribuiti significativamente superiore rispetto a quella calcolata sui clienti si manifesta anche in Sardegna e in Friuli Venezia Giulia.

La Toscana è, nell'ordine, la terza regione per importanza del servizio di distribuzione di gas diversi: in essa si distribuisce il 9,7% dei volumi nazionali al 14,9% dei clienti, localizzati in circa la metà dei comuni del territorio (139 su 274). Come sempre, quote relativamente significative di gas diversi dal gas naturale distribuiti con rete canalizzata si osservano anche per Lazio (4,8%), Emilia Romagna (4,7%), Liguria (4,4%) e Piemonte (4,1%).

Nel 2017 i comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale sono risultati complessivamente 721, vale a dire il 9,1% dei comuni esistenti al 1 gennaio 2018 nel territorio nazionale. Il numero di comuni serviti è salito di una unità rispetto al 2016, per effetto dell'ingresso di tre comuni in Sardegna e uno in Umbria, compensati dalla riduzione di un comune ciascuno in Lombardia, Liguria e Toscana; è inoltre salita la copertura geografica in quanto in due dei nuovi comuni sardi è stata creata una nuova località tariffaria.

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 4.800 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas

TAV. 3.41

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Volumi in M(m³); numero di clienti

TIPO DI GAS	2016		2017		VARIAZIONE 2017-2016	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	17,8	130.555	18,4	130.434	3,3%	-0,1%
Aria propanata	12,8	37.063	14,1	37.998	10,5%	2,5%
Altri gas	4,0	2.871	4,0	2.829	-0,2%	-1,5%
TOTALE	34,5	170.489	36,5	171.261	5,6%	0,5%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.42

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³); numero di operatori; clienti; comuni serviti

REGIONE	2016				2017			
	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Piemonte	11	1,66	8.721	87	11	1,50	8.531	87
Valle d'Aosta	3	0,12	631	7	3	0,11	638	7
Lombardia	16	5,93	12.307	60	15	5,98	12.210	59
Trentino Alto Adige	2	0,25	1.008	8	2	0,26	1.005	8
Veneto	4	0,17	1.175	13	4	0,20	1.217	13
Friuli Venezia Giulia	3	0,84	2.092	9	3	0,86	2.087	9
Liguria	14	1,61	12.657	74	14	1,60	12.552	73
Emilia Romagna	17	1,70	10.186	48	17	1,71	10.166	48
Toscana	18	3,55	25.722	140	18	3,55	25.578	139
Umbria	11	0,66	5.446	40	11	0,78	5.550	41
Marche	13	0,59	3.145	38	13	0,65	3.116	38
Lazio	15	1,45	18.089	60	15	1,74	17.895	60
Abruzzo	8	0,33	3.904	12	8	0,33	3.845	12
Molise	2	0,05	269	2	2	0,06	274	2
Campania	3	0,15	1.257	9	3	0,15	1.205	9
Puglia	1	0,03	139	1	1	0,04	148	1
Basilicata	3	0,12	499	3	3	0,12	491	3
Calabria	1	0,13	1.448	5	1	0,13	1.415	5
Sicilia	3	0,06	302	6	3	0,06	305	6
Sardegna	9	15,13	61.492	98	10	16,64	63.033	101
ITALIA	-	34,55	170.489	720	-	36,47	171.261	721

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

naturale (di cui 4.132 km alimentati a GPL). Il confronto con i dati relativi al 2016 evidenzia un incremento dell'estensione delle reti di circa 147 km, di cui 48 sulle reti in media pressione e 99 km sulle reti in alta pressione. Una diminuzione di 23 km si registra invece sulle reti non in funzione (183 km nel 2016, 160 nel 2017), in parte dovuta alla riattivazione di linee che nel 2016 erano ferme a causa degli eventi sismici del 2016 (1,5 km).

La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. I Comuni e le società patrimoniali delle reti risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 17%. Le quote di proprietà dei Comuni più significative si registrano in Abruzzo (32%), Umbria e Marche (19%) e Friuli Venezia Giulia (15%).

Le imprese di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di società a responsabilità limitata (41 casi su 81) e quella di società per azioni (32 casi su 81); le restanti otto imprese si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

Dopo la pausa del 2016, nel 2017 la concentrazione nel segmento della distribuzione dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete ha ripreso a crescere, seppure in misura contenuta. La quota dei primi tre operatori è risalita al 44% dei volumi complessivamente erogati (Tav. 3.44), dal 42,7% del 2016. Le prime cinque imprese contano per il 61,1% (60,3% nel 2016). Per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale, nel 2017 occorre sommare le quote dei primi nove operatori, altrettanti ne servivano nel 2016.

Le prime sei posizioni nella classifica delle imprese per quota di mercato non sono mutate rispetto al 2016. Storicamente il primo operatore resta Isgas, società la cui quota di mercato nel 2017 è risalita al 19,3% contro il 17,8% dell'anno precedente. Con il 15,3% il secondo operatore è Mediterranea Energia Ambiente (o Medea); il terzo operatore è il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, che possiede il 9,5% del mercato. 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, rimane in quinta posizione nella vendita di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete, con una quota dell'8,3%. Nel 2017 le principali novità che si osservano nel *ranking* delle imprese per quota di mercato riguardano, innanzitutto, la società Autogas Nord che, grazie alle incorporazioni di Autogas Centro e Autogas Nord Veneto Emiliana è salita in undicesima posizione dalla 16° dello scorso anno; da osservare è anche il notevole guadagno di posizioni della società Silca, le cui vendite sono più che

raddoppiate rispetto al 2016 e che, pertanto, è salita al 15° posto dal 33° dello scorso anno.

Una minore concentrazione, ma quest'anno per la prima volta in lieve discesa, caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine Liguigas con il 17,4%, Eni con il 9,6% e Sarda Reti Gas con il 7,9%) hanno distribuito il 34,9% del totale, i primi cinque (che si ottengono aggiungendo ai tre menzionati anche Fontenergia e Centria) il 44,4%. Nel 2016 la quota dei primi tre operatori era del 35,1%, quella dei primi cinque era pari al 44,8%.

TAV. 3.43

Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2017

Estensione della rete in km

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI(A)
Piemonte	-	190,3	70,1	95,8%	4,2%
Valle d'Aosta	-	22,1	0,0	93,1%	6,9%
Lombardia	-	105,9	115,2	96,0%	4,0%
Trentino Alto Adige	-	23,5	0,4	67,3%	32,7%
Veneto	-	25,1	9,3	72,2%	27,8%
Friuli Venezia Giulia	-	3,0	47,9	85,1%	14,9%
Liguria	-	192,4	86,4	98,8%	1,2%
Emilia Romagna	-	135,3	138,0	97,5%	2,5%
Toscana	0,8	381,9	238,1	93,2%	6,8%
Umbria	-	96,9	52,5	80,7%	19,3%
Marche	-	43,2	57,4	76,5%	23,5%
Lazio	-	207,3	216,3	95,0%	5,0%
Abruzzo	-	60,5	2,7	64,0%	36,0%
Molise	-	2,3	3,7	100,0%	0,0%
Campania	-	11,2	25,8	100,0%	0,0%
Puglia	-	7,1	0,0	100,0%	0,0%
Basilicata	-	4,1	16,7	100,0%	0,0%
Calabria	-	53,5	0,0	100,0%	0,0%
Sicilia	-	38,0	0,0	100,0%	0,0%
Sardegna	7,5	1.144,6	986,8	70,3%	29,7%
ITALIA	8,3	2.748,1	2.067,4	82,8%	17,2%
di cui non in funzione	0	100,8	59,0	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati

TAV. 3.44

Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2017
Volumi in M(m³)

SOCIETÀ	2017	QUOTA	POSIZIONE NEL 2016
Isgas	7,02	19,3%	1°
Mediterranea Energia Ambiente (in sigla Medea)	5,56	15,3%	2°
Comune Di Sannazzaro De' Burgondi	3,46	9,5%	3°
Liquigas	3,20	8,8%	4°
Eni	3,04	8,3%	5°
Sarda Reti Gas	1,45	4,0%	6°
Fontenergia	0,90	2,5%	8°
Centria	0,85	2,3%	7°
Carbotrade Gas	0,81	2,2%	9°
Zi Rete Gas	0,76	2,1%	10°
Autogas Nord	0,57	1,6%	16°
Beyfin	0,53	1,5%	12°
Italgas Reti	0,48	1,3%	11°
Butan Gas	0,46	1,3%	13°
Silca	0,44	1,2%	33°
Socogas	0,43	1,2%	15°
Goldengas	0,43	1,2%	14°
Società Italiana Gas Liquidi	0,42	1,2%	19°
Lunigas I.F.	0,42	1,1%	17°
Univergas Italia (già Totalgaz Italia)	0,39	1,1%	18°
Altri	4,83	13,3%	-
TOTALE IMPRESE	36,47	100%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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 2016 è risultato pari a 2,75 €cent/S(m³)³⁰.

Nell'agosto 2017 l'Autorità ha approvato³¹ i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento per il periodo transitorio 2018-2019 (*Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale - RTTG*). In termini di struttura tariffaria, sono stati confermati i corrispettivi variabili (CV), applicati alla quantità di

³⁰ Bilancio Snam Rete Gas.

³¹ Delibera 4 agosto 2017, 575/2017/R/gas.

TAV. 3.45

Tariffe di trasporto,
dispacciamento e relativa
misura per l'anno 2018

CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE		€/S(m ³)			
CV		0,003371			
CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ SULLA RETE NAZIONALE; €/anno/ S(m ³)/giorno					
CPE – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA					
5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione					
Mazara del Vallo	3,455494	Tarvisio	1,043477		
Gela	3,144086	Gorizia	0,726711		
Passo Gries	0,627960				
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione					
GNL Panigaglia	0,260178	GNL Cavarzere	0,526795		
GNL OLT Livorno	0,317843				
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,173830				
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento					
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Montello, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate, Rubicone	0,084197	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Montenevoso, Muzza, Nervesa Della Battaglia, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido, Santerno, Spilamberto BP, Vittorio V. (S. Antonio)	0,119836		
Falconara, Fano	0,212341				
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Guardia Perticara, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,209036	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Cupello, Reggente, Santo Stefano Mare	0,313672		
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,230236	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,610587		
Crotone, Hera Lacinia, Rende	1,555626	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	2,909101		
CPU – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone	3,680986	Passo Gries	2,155832		
Gorizia	1,934456	Tarvisio	0,864992		
Repubblica di San Marino	3,729143				
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,632808				
6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Nord-occidentale	NOC	2,333846	Centro-sud-orientale	SOR	2,197205
Nord-orientale	NOR	1,828740	Centro-sud-occidentale	SOC	1,828740
Centrale	CEN	2,333846	Meridionale	MER	1,692099
CORRISPETTIVO UNITARIO DI CAPACITÀ SULLA RETE REGIONALE		€/anno/S(m ³)/giorno			
CR _r		1,323162			
CORRISPETTIVO TRANSITORIO PER IL SERVIZIO DI MISURA		€/anno/ S(m ³)/giorno			
CM ^T		0,080905 0,080905			
QUOTA PERCENTUALE A COPERTURA DEL GAS DI AUTOCONSUMO (applicata all'energia immessa in rete)					
γ _{Fuel} - Punti di entrata		0,219028%			

QUOTE PERCENTUALI A COPERTURA DELLE PERDITE DI RETE E DEL GAS NON CONTABILIZZATO

(applicata all'energia immessa in rete)

Perdite di rete (γ_{PE})	0,100332%
Gas non contabilizzato (γ_{GNC})	0,102858%

Fonte: ARERA.

energia trasportata, e i corrispettivi di capacità, applicati alla capacità di trasporto impegnata. Questi ultimi sono differenziati per punto di entrata nella Rete nazionale (CP_e), punto di uscita dalla stessa (CP_u) e Rete regionale (CR_r); rispetto agli anni precedenti è stata modificata la ripartizione dei ricavi di rete nazionale tra entrata e uscita: il rapporto è passato da 50/50 a 40/60; ciò riflette il grado di utilizzo delle infrastrutture negli ultimi anni, in armonia con le recenti disposizioni comunitarie in materia³². Sono state inoltre previste percentuali di maggiorazione dell'energia trasportata, allo scopo di riflettere gli autoconsumi, le perdite di rete e il gas non contabilizzato, introducendo per quest'ultimo la semplificazione rappresentata da un'unica aliquota a livello nazionale. Le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale e al corrispettivo per il servizio di misura del trasporto per l'anno solare 2018 (Tav. 3.45) sono state approvate³³ alla fine di novembre 2017.

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata (CPE) applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas. In dettaglio è prevista una riduzione del 15%:

- per un'interruzione massima di 29 giorni per il punto di entrata di Passo Gries e di 37 giorni per gli altri punti di entrata, con preavviso entro le ore 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione;
- 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:

- GS_T , destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- RE_T , destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- UG_{3T} , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del servizio di default del trasporto;
- CV^{FG} , a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione³⁴;
- CRV^{OS} , a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio³⁵;
- CRV^{BL} , relativa agli oneri connessi al bilanciamento del sistema gas³⁶;
- CRV^{ST} , a copertura degli oneri derivanti dalla nuova disciplina del settlement gas³⁷.

Il valore di tali componenti viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il trimestre aprile-giugno 2018, la componente GS_T è pari a 0,1135 c€/m³, la RE_T ammonta a 1,33 c€/m³, la UG_{3T} è pari a 0,1541 c€/m³, la CV^{FG} ammonta a 0,1678 c€/m³ e la CRV^{BL} è pari a 0,10 c€/m³. La componente CRV^{ST} verrà applicata dall'1 luglio 2018 e in misura pari a 0,27 c€/m³, mentre la CRV^{OS} sarà applicata dall'1 ottobre 2018 e in misura pari a 0,85 c€/m³.

Rigassificazione

Nel settembre 2017 l'Autorità ha definito³⁸ i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale

³² Regolamento (UE) 460/2017, che istituisce il codice TAR, finalizzato alla convergenza dei criteri tariffari a livello europeo; esso prevede, tra l'altro, l'aderenza delle tariffe di trasporto ai costi del servizio.

³³ Delibera 30 novembre 2017, 795/2017/R/gas.

³⁴ Art. 18 delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 98/08.

³⁵ Punto 10 bis delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11.

³⁶ Punto 10 delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 155/11.

³⁷ Punto 5 delibera 23 novembre 2017, 782/2017/R/gas.

³⁸ Delibera 28 settembre 2017, 653/2017/R/gas.

TAV. 3.46

Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2018

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (€/m ³ liquido/anno)	4,526661	26,706878	24,449433
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	Crs (€/m ³ liquido/anno)	0,123268	-	0,078700
Quota % a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	Qcp (per m ³ consegnato)	1,7%	0,75%	1,7%
Corrispettivo di misura del gas	CM ^G (€/m ³ liquido/anno)	0,082221	0,255855	0,017679

Fonte: ARERA.

liquefatto per il periodo transitorio 2018-2019, confermando, salvo alcuni adeguamenti, la struttura delle disposizioni vigenti nel periodo 2014-2017.

Alla fine del 2017 l'Autorità ha poi approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno 2018, presentate dalle società GNL Italia³⁹ (terminale di Panigaglia) e Terminale GNL Adriatico⁴⁰ (terminale di Rovigo). Le proposte della società OLT Offshore LNG Toscana (terminale di Livorno) sono state approvate⁴¹ in via provvisoria (Tav. 3.46).

Stoccaggio

Nell'ottobre 2014 l'Autorità ha definito⁴² i criteri per la regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2015-2018. Nel febbraio 2015 sono stati poi completati i criteri per il calcolo dei corrispettivi tariffari, prevedendo tra l'altro la rimozione dei corrispettivi variabili e l'applicazione

di soli corrispettivi di capacità (spazio, erogazione e iniezione)⁴³. Nel febbraio 2018 la vigenza dei criteri suddetti è stata prorogata⁴⁴ all'anno 2019, in vista della definizione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio per il nuovo periodo di regolazione, decorrente dal 2020.

Alla fine del 2017 l'Autorità ha approvato⁴⁵ i ricavi provvisori per l'anno 2018 delle società Stogit e Edison Stoccaggio, sulla base delle proposte tariffarie presentate dalle due società.

In esito alla definizione dei ricavi, Stogit ed Edison Stoccaggio hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi unitari (Tav. 3.47), come previsto dalla regolazione in vigore⁴⁶. In aggiunta ai corrispettivi suddetti, alla fine del 2017 è stato introdotto⁴⁷ il contributo compensativo per il mancato utilizzo del territorio, a favore alle regioni, fissato in misura pari 0,00001 euro/anno per kWh di capacità di spazio conferita e applicato dall'1 aprile 2018.

Occorre evidenziare che i corrispettivi tariffari esposti hanno ormai una applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi

TAV. 3.47

Corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio per l'anno 2018

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO
Corrispettivo unitario di spazio C _s	c€/kWh/a	0,100797	0,208136
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione c _i	€/kWh/g/a	7,199633	18,546204
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione C _e	€/kWh/ g/a	9,167774	22,873651

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

³⁹ Delibera 21 dicembre 2017, 878/2017/R/gas.

⁴⁰ Delibera 21 dicembre 2017, 877/2017/R/gas.

⁴¹ Delibera 21 dicembre 2017, 879/2017/R/gas.

⁴² Delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/gas.

⁴³ Delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas.

⁴⁴ Delibera 8 febbraio 2018, 68/2018/R/gas.

⁴⁵ Delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.

⁴⁶ Art. 13 della delibera 49/2015/R/gas.

⁴⁷ Punto 3 delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.,

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 viene determinato dalla principale impresa di stoccaggio in base al costo del servizio⁴⁸. Per il periodo dall'1 aprile 2018 al 31 marzo 2019 il corrispettivo C^{ST} è pari 0,001309 €/S(m³)⁴⁹. 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. 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 e Edison Stoccaggio per l'anno termico 2018-2019.

Distribuzione

Le società di distribuzione devono applicare una tariffa obbligatoria, costituita da quote fisse e variabili, differenziate per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- nord-occidentale, 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 ($\tau 1$ /cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione ($\tau 1_{dis}$), misura ($\tau 1_{mis}$) e commercializzazione ($\tau 1_{cot}$). A partire dall'1 gennaio 2015, gli elementi $\tau 1_{dis}$ e $\tau 1_{mis}$ sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile ($\tau 3$, €/m³) è articolata per scaglione di consumo.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2018 sono stati fissati⁵⁰ 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 $\tau 3$).

Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel secondo trimestre 2018)⁵¹:

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1526 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,0771 c€/m³ oltre tale soglia);
- UG2, di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi⁵²;

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE
Stogit	11.201	0,383591
Edison Stoccaggio	877	0,410815
TOTALE	12.078	0,385567

Fonte: Elaborazioni ARERA su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

TAV. 3.48

Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio per l'anno termico 2018-2019

Capacità in M(m³); prezzo in c€/Sm³

⁴⁸ Art. 8 della delibera 16 febbraio 2017, 76/2017/R/gas.

⁴⁹ Da sito internet Snam-Stogit.

⁵⁰ Delibera 14 dicembre 2017, 859/2017/R/gas.

⁵¹ Stabilito dalle delibere 30 marzo 2016, 141/2016/R/gas, 28 dicembre 2017, 923/2017/R/com, e 29 marzo 2018, 172/2018/R/com.

⁵² I valori della componente UG2 sono costituiti da una quota fissa, pari a -27,01 €/cliente/anno (limitatamente ai clienti con consumi fino a 200.000 m³/anno) e una quota variabile (c€/m³) differenziata per scaglione di consumo.

TAV. 3.49

Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2018

€/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	36,93	36,93	36,93	36,93	36,93	36,93
da G10 a G40	287,61	287,61	287,61	287,61	287,61	287,61
oltre G40	680,82	680,82	680,82	680,82	680,82	680,82
$\tau 1$ (mis)						
da G4 a G6	21,31	21,31	21,31	21,31	21,31	21,31
da G10 a G40	160,10	160,10	160,10	160,10	160,10	160,10
oltre G40	374,45	374,45	374,45	374,45	374,45	374,45
$\tau 1$ (cot)	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01

Fonte: ARERA.

TAV. 3.50

Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2018

c€/m³; 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	8,3194	6,4620	8,9990	11,4771	14,5273	19,4247
481-1.560	7,6146	5,9145	8,2366	10,5047	13,2965	17,7789
1.561-5.000	7,6466	5,9394	8,2712	10,5489	13,3524	17,8537
5.001-80.000	5,7136	4,4380	6,1803	7,8822	9,9770	13,3404
80.001-200.000	2,8942	2,2480	3,1306	3,9927	5,0538	6,7575
200.000-1.000.000	1,4204	1,1033	1,5364	1,9595	2,4803	3,3164
Oltre 1.000.000	0,3951	0,3069	0,4274	0,5451	0,6900	0,9226

Fonte: ARERA

- UG_{3INT}, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità (0,0617 c€/m³);
- UG_{3UI}, a copertura degli oneri connessi a eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il fornitore del servizio di *default* di distribuzione e degli oneri della morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza per i clienti finali non disalimentabili (0,3541 c€/m³);
- UG_{3FT}, a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto (0,1541 c€/m³);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1336 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,0624 c€/m³ oltre tale soglia);
- 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 (1,4362 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,79 c€/m³ oltre tale soglia).

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2017 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 34,3 c€/m³ (Tav. 3.51). Tale prezzo nel 2016 era risultato pari a 33,8 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia presenta un aumento dell'1,5%.

L'aumento risulta dalla combinazione dell'andamento delle singole classi di consumo annuo, che mostrano evoluzioni differenziate. Le prime due classi presentano dei lievi aumenti, pari a 0,4 e 0,9 c€/m³ (equivalenti a 0,7% e 2,2%), le tre centrali presentano delle diminuzioni comprese tra 0,7 e 1,5 c€/m³ (da 2% a 5,1%), mentre la classe più grande (consumi superiori a 20 milioni di mc) presenta un aumento rilevante, sia in termini assoluti (2,5 c€/m³) che relativi (circa l'11%).

Quanto sopra ha fatto sì che il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi nel quinquennio considerato sia rimasto sostanzialmente stabile, intorno a un valore medio di 28,4 c€/m³. Il 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, mentre per i clienti più grandi, che sono direttamente allacciati alla rete di trasporto, questa componente non è nemmeno presente. Inoltre i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore correlazione con l'andamento stagionale e

climatico, che comporta maggiori oneri di modulazione. In aggiunta, le forniture dei grandi clienti sono caratterizzate da sistemi di prezzo più flessibili, nei quali le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali. In effetti, il rilevante incremento sopra evidenziato per la classe più grande riflette il notevole incremento registrato nelle principali piazze europee tra il 2016 e il 2017. Infine, 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

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2013	2014	2015	2016	2017
Inferiore a 5.000	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1
Tra 5.000 e 50.000	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1
Tra 50.000 e 200.000	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2
Tra 200.000 e 2.000.000	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8
Tra 2.000.000 e 20.000.000	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0
Superiore a 20.000.000	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3
TOTALE	44,0	42,3	38,9	33,8	34,3

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.51

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale
c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

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 tener 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.

Nella tavola 3.52 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi per settore di consumo. La media complessiva di ciascun settore (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 l'industria e la generazione elettrica presentano prezzi più bassi per la ragione opposta.

TAV. 3.52

Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2017

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	52,0	42,4	37,0	33,3	26,6	-	51,8
Condominio uso domestico	49,7	44,2	41,3	35,9	30,8	-	43,6
Attività di servizio pubblico	51,3	39,5	35,2	29,3	23,7	20,8	32,2
Commercio e servizi	52,9	43,2	35,8	27,7	24,4	25,3	37,6
Industria	53,9	42,1	34,3	25,9	22,6	22,5	24,7
Generazione elettrica	51,9	39,8	29,0	24,9	24,3	25,3	25,2
TOTALE	52,1	43,1	36,2	26,8	23,0	24,3	34,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 questo segmento di consumo quest'anno è salita al 2,26% 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 aumentato nel 2018 (come si è visto nel Capitolo

2 di questo Volume), l'incidenza dei "Beni energetici regolamentati" è passata dal 4,14% del 2017 al 4,34% di quest'anno.

Il tasso di variazione a 12 mesi dell'indice dei prezzi "Gas di città e gas naturale", che aveva iniziato ad assumere valori negativi nel luglio del 2013, ad aprile 2017 è tornato in territorio positivo, con lievi oscillazioni in valore assoluto. In media d'anno, nel 2017 il prezzo del gas risulta aumentato del 2,1% rispetto al 2016. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dell'1,2%, in termini reali la variazione del gas risulta pari allo 0,9%.

Nel primo trimestre 2018 vi sono stati due aumenti che hanno portato, a marzo 2017, il tasso di variazione a 12 mesi a +2,5%. Rapportando il corrispondente indice di prezzo (97,9%) al suo

TAV. 3.53

	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2017	92,9	-4,4%	100,6	1,0%	92,3	-5,4%
Febbraio	95,0	-2,1%	101,0	1,6%	94,1	-3,6%
Marzo	95,5	-1,4%	101,0	1,4%	94,6	-2,8%
Aprile	94,6	5,9%	101,4	1,9%	93,3	4,0%
Maggio	94,4	6,5%	101,2	1,4%	93,3	5,1%
Giugno	94,3	6,7%	101,1	1,2%	93,3	5,4%
Luglio	91,3	2,5%	101,2	1,1%	90,2	1,4%
Agosto	91,2	2,4%	101,5	1,2%	89,9	1,1%
Settembre	91,2	1,6%	101,2	1,1%	90,1	0,5%
Ottobre	93,4	3,1%	101,0	1,0%	92,5	2,1%
Novembre	93,6	3,2%	100,8	0,9%	92,9	2,3%
Dicembre	93,6	3,1%	101,2	0,9%	92,5	2,2%
ANNO 2017	93,4	2,1%	101,1	1,2%	92,4	0,9%
Gennaio 2018	97,7	5,2%	101,5	0,9%	96,3	4,2%
Febbraio	97,7	2,8%	101,5	0,5%	96,3	2,3%
Marzo	97,9	2,5%	101,8	0,8%	96,2	1,7%

Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"

Numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

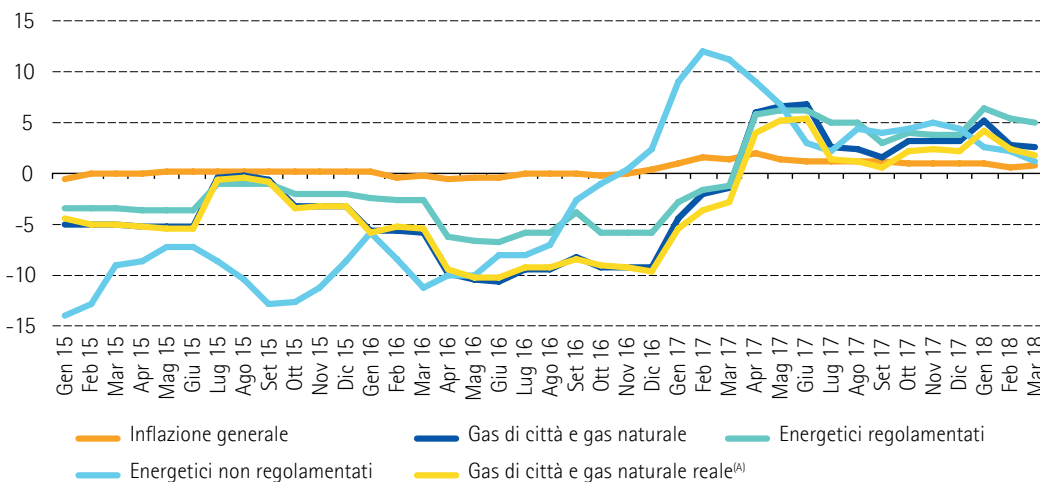


FIG. 3.19

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: Elaborazione ARERA su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

livello medio del 2017 (93,4), si deduce che l'inflazione acquisita⁵³ per il 2018 da questo segmento di consumo è pari al 4,8%.

L'evoluzione appena descritta è in linea con il trend crescente che si registra per i beni energetici, regolamentati e non, a partire dal 2016, anche se la risalita dell'indice relativo al gas risulta inferiore a quella degli altri beni (Fig. 3.19). Il livello dell'indice suddetto a marzo 2018

risulta ancora inferiore del 5 per cento a quello del momento iniziale del grafico (gennaio 2015) e del 15 per cento rispetto al massimo storico di gennaio 2013 (Fig.3.20).

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando

⁵³ L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile, nella restante parte dell'anno.

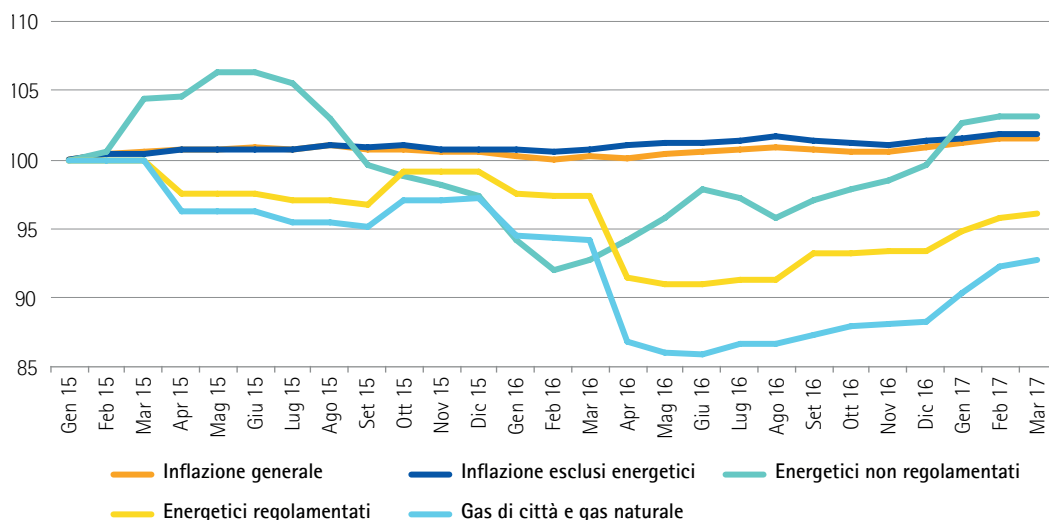
gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti dall'Eurostat (Fig. 3.21). Quest'analisi mostra come nel 2017 il gas abbia registrato in Italia una crescita di poco superiore alla media dell'Area euro (2% verso 1,2%). Aumenti superiori si sono verificati in Francia (+4,6%) e Spagna (+6,8%), mentre al contrario la Germania e, fuori dall'area euro, il Regno Unito, presentano dei cali (rispettivamente pari a -2,7% e -1,1%). Considerando le variazioni di prezzo negli ultimi tre anni, l'Italia presenta una diminuzione del 9,1%, lievemente più marcata della media dell'area euro (-7,3%) e inferiore solo alla Spagna (-13,5%) e, fuori dall'area euro, al Regno Unito (-10,7%), mentre la Germania e la Francia presentano diminuzioni più contenute e prossime al 6%.

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 fornitura⁵⁴ 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

FIG. 3.20

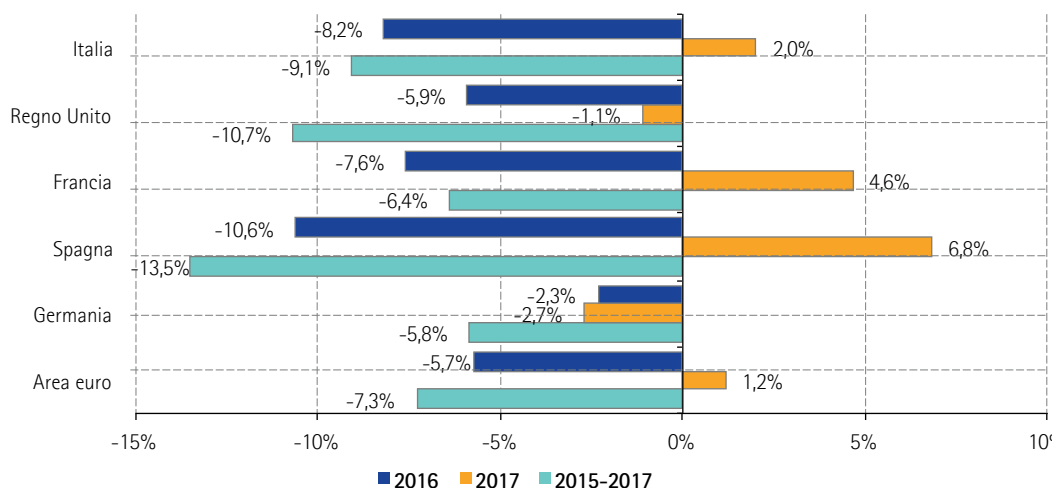
Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni
Numeri indice base gennaio 2013=100



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

FIG. 3.21

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei
Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2015-2017



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

⁵⁴ Introdotta con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e attualmente disciplinate dall'Allegato A (TIVG) della delibera ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

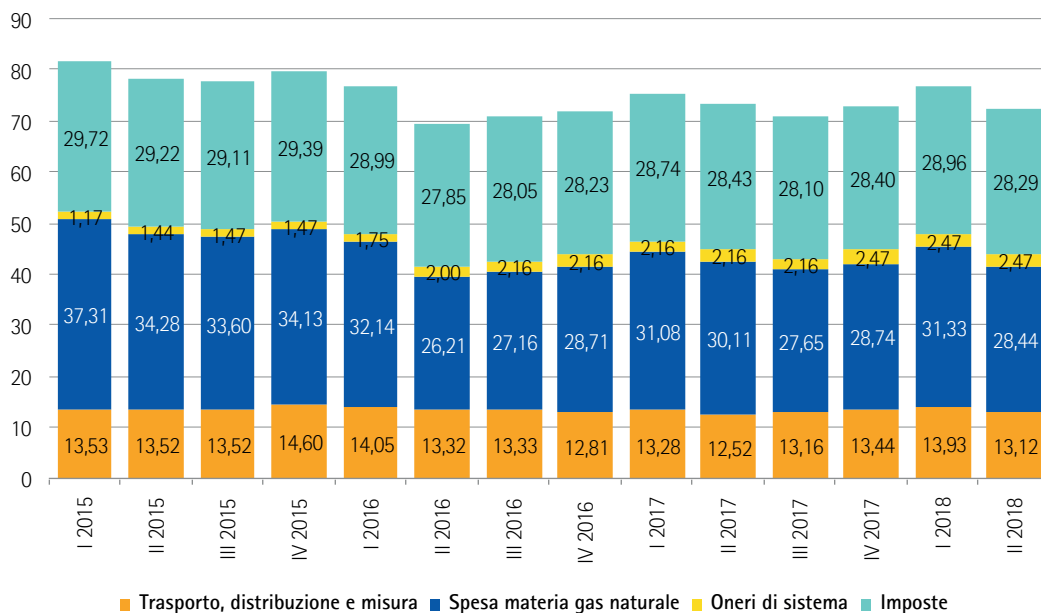


FIG. 3.22

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
c€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

per la distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, considerato il più rappresentativo.

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 offerta⁵⁵.

Col quarto trimestre del 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)⁵⁶, 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 più recenti dei mercati energetici internazionali, nel secondo trimestre del 2018 si è giunti ad un livello di prezzo di 72,32 c€/m³, che risulta superiore al minimo registrato nello stesso trimestre del 2016 in misura pari al 4,2%.

All'1 aprile 2018 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.23) risulta composto per il 60,9% da componenti a copertura dei costi

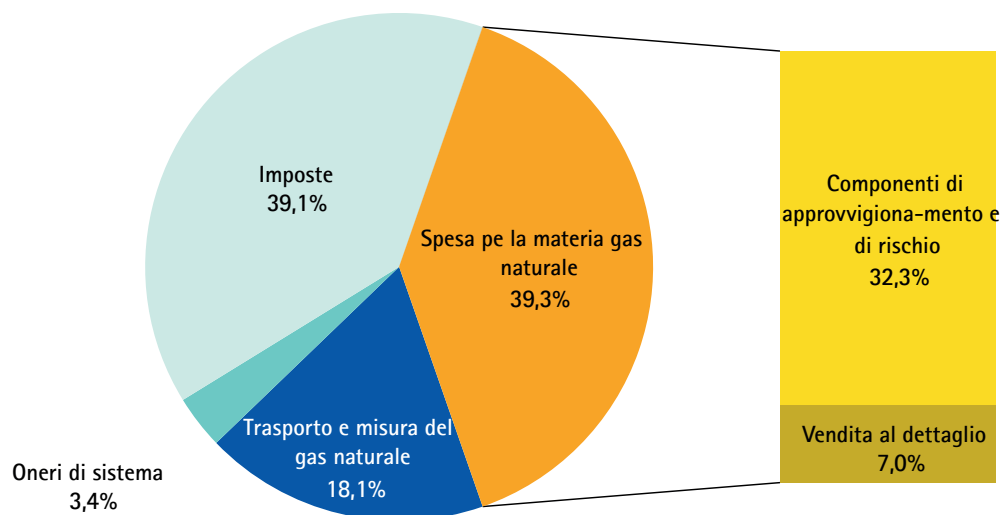
⁵⁵ Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n.1 (c.d. *Cresci Italia*), l'Autorità con delibera 125/2013/R/Gas ha previsto che dal secondo trimestre 2013 l'aggiornamento della materia prima venisse calcolato, per una quota del 20%, in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF).

⁵⁶ 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).

FIG. 3.23

Composizione percentuale all'1 aprile 2018 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



Fonte: ARERA.

e per il restante 39,1% 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 39,3%, i costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura per il 18,1%, mentre gli oneri di sistema⁵⁷ (perequazione 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 3,4%. 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 ad aprile 2018. 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.

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il Titolo III del TIVG, gli esercenti la vendita di gas devono applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai clienti finali con fornitura di GPL o di gas manifatturati.

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 2011⁵⁸ l'elemento relativo alla materia prima viene calcolato mensilmente, anziché trimestralmente, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali più allineati temporalmente con i costi sostenuti dagli esercenti. L'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano, relative al mese precedente.

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, l'Autorità ha disposto⁵⁹ che il valore di tale elemento sia legato:

- al valore in vigore nell'anno precedente l'aggiornamento;
- al tasso di variazione medio annuo, riferito ai 12 mesi precedenti l'aggiornamento, composto dalla somma del 50% del tasso di variazione dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati e del 50% del tasso di variazione del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat;
- al tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

⁵⁷ La classificazione sopra riportata riflette l'aggregazione delle voci prevista per le fatture ai clienti finali, a partire dall'1 gennaio 2016, dalla delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com (Bolletta 2.0).

⁵⁸ Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

⁵⁹ Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.

TAV. 3.54

Imposte sul gas

Aprile 2017; c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE Fascia di consumo annuo	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	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646
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 ai membri di tali organizzazioni, nei limiti e alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o dagli accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise.

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota è quella ordinaria.

Fonte: ARERA.

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 2014-2019 (RTDG)⁶⁰. 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.

⁶⁰ Approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas.

La componente relativa alla vendita al dettaglio è stata modificata nel 2015⁶¹, introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, pari a 36 euro per punto di riconsegna per anno⁶². 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 un anno è passata dal minimo di 45 c€/m³ a aprile 2016 al massimo relativo di 86 c€/m³ a marzo 2017, per scendere poi a 57 c€/m³ ad agosto e risalire a 93 c€/m³ a febbraio 2018.

La figura 3.25 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL all'1 aprile 2018. 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 71,2% da componenti a copertura dei costi e per il restante 28,8% dalle imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del GPL per il 20,3%, i costi di commercializzazione al dettaglio pesano per il 5,1%, la distribuzione locale incide per il 26,9%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione costituiscono il 18,9%.

FIG. 3.24

Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo c€/m³; famiglia con consumo annuo di 200 m³

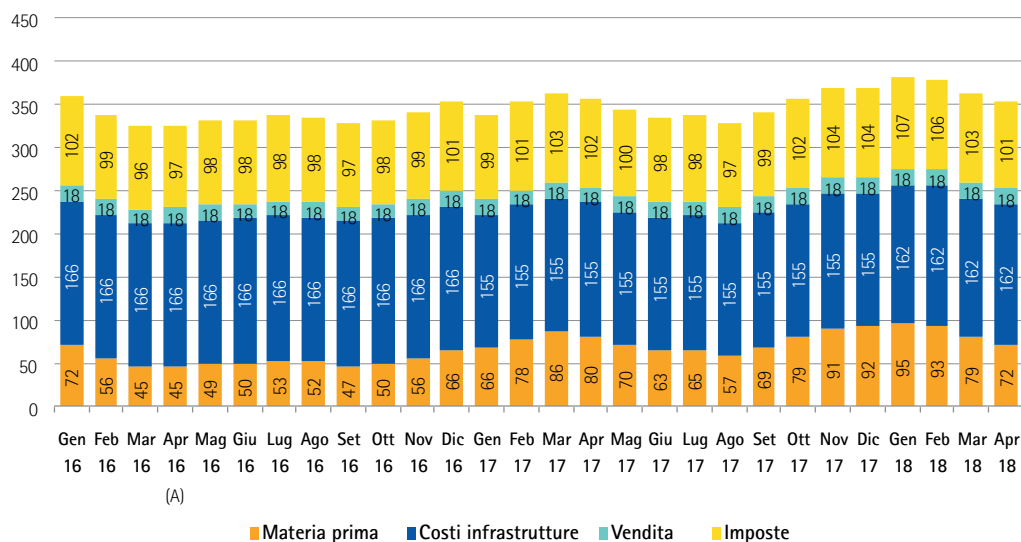
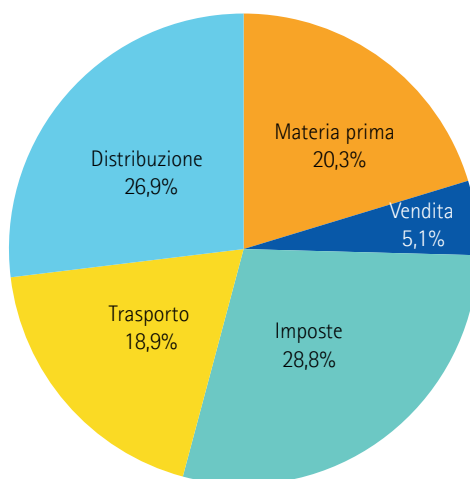


FIG. 3.25

Composizione percentuale all'1 aprile 2018 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo
Valori percentuali; famiglia con consumo annuo di 200 m³

(A) Da aprile 2016, a seguito della diminuzione dei consumi medi, l'utente tipo è caratterizzato da un consumo di 200 m³/anno. Fonte: ARERA.



Fonte: ARERA.

61 Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.

62 Valore confermato dalla delibera 28 dicembre 2017, 926/2017/R/gas, per gli anni 2018 e 2019.

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 2014-2017 è disciplinata dalla delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas.

Le tavole riportate in queste pagine illustrano l'andamento relativo alle attività regolamentate da tale delibera con riferimento all'anno solare 2017. Nello specifico, gli aspetti che riguardano la sicurezza del servizio di trasporto sono illustrati nelle tavole dalla 3.55 alla 3.60.

	RETE	DI CUI RETE NON PROTETTA CATODICAMENTE ^(B)
Estensione della rete al 31/12/2017	34.670,4	-
Estensione della rete al 31/12/2016	34.676,3	10,1
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza con automezzo	16.836,2	-
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza pedonale	1.891,6	10,1
Lunghezza rete sottoposta a vigilanza aerea	16.274,0	-
Lunghezza rete ispezionata con "pig" ^(B)	1.687,3	-
TOTALE RETE ISPEZIONATA	36.689,10	10,1
Percentuale di rete ispezionata con "pig"	5,0%	-

(A) Rete che al 31 dicembre 2016 risultava essere 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.

PROTEZIONE	km
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	34.626,7
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	10,1
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	0,0
ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO	34.630,9
Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace	99,9%

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.388
Sistemi non telesorvegliati	39
Percentuale di sistemi telesorvegliati	98,9%
Punti di misura telesorvegliati	15.517
Punti di misura non telesorvegliati	24.193
Percentuale di punti di misura telesorvegliati	64,1%

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.55

Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2017

Lunghezza delle reti in km

TAV. 3.56

Protezione catodica delle reti nel 2017

TAV. 3.57

Protezione: sistemi e punti di misura nel 2017

Numero di sistemi e punti di misura

TAV. 3.58

Impianti di odorizzazione nel 2017

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto al 31/12/2016	5.568
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto cui odorizzare il gas riconsegnato	2.152
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	125
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	15

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.59

Emergenze di servizio nel 2017

CAUSE	NUMERO DI FUORI SERVIZIO
Per eventi naturali	3
Per causa di terzi	3
Per causa dell'impresa di trasporto	7
Mancata copertura fabbisogno gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0
TOTALE	13

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.60

Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2017, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio

ADESIONI	NUMERO DI FUORI SERVIZIO
Adesioni degli utenti	168
Adesioni delle imprese distributrici	161
TOTALE ADESIONI	329

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.61

Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2017

TIPOLOGIA	INTERRUZIONI	UTENTICOINVOLTI	CITY GATE COINVOLTI	DURATA MEDIA (ORE)	INTERVENTI CON CARRO BOMBOLAIO ORGANIZZATI E ATTIVATI DALL'IMPRESA DI TRASPORTO
Interruzioni con preavviso	909	15.260	454	12,0	300
Interruzioni senza preavviso dovute a emergenze di servizio	19	230	11	32,3	14
Interruzioni senza preavviso non dovute a emergenze di servizio	3	37	1	4,0	0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole dalla 3.61 a 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. 3.62

Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2017, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	172
Adesioni delle imprese distributrici	158
TOTALE ADESIONI	330

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

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 31/12/2017 relativi a clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	194	336	2	3.685
PDR attivi al 31/12/2017 relativi a City Gate	781	417	17	3.120

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

	NUMERO
IN BASE ALLA CAUSA	
Causa di forza maggiore	0
Causa di terzi	1
Causa dell'impresa di trasporto	160
PER TIPO DI PUNTO DI RICONSEGNA	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	32
City Gate	129
TOTALE	161

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

PRESTAZIONE	STANDARD DELL'AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione irricevibile per il trasferimento di capacità	1 giorno lavorativo	7	0,6	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato	2 giorni lavorativi	180	0,5	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti	40 giorni lavorativi	164	29,4	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative all'attività di discatura dei punti di riconsegna	3 giorni lavorativi	316	1,1	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura	15 giorni lavorativi	62	4,1	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di riprogrammazione degli interventi manutentivi	5 giorni lavorativi	60	3,2	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al servizio di trasporto	20 giorni lavorativi	555	4,8	0
TOTALE	-	1.344	-	0

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. 3.63

Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2017

Numero di punti di riconsegna (PDR) con capacità conferita indicata in S(m³)/giorno

TAV. 3.64

Casi di mancato rispetto nel 2017 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna

TAV. 3.65

Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2017

Numero di richieste e di indennizzi; tempo in giorni

Qualità del gas

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, e sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del potere calorifico superiore (PCS) e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas

naturale fornito ai clienti finali. La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto, il provvedimento prescrive la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle

reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Sulla base dei dati forniti dai trasportatori di gas naturale, si rileva che nell'anno termico 2016-2017 risultano installati 323 gascromatografi, a fronte dei 302 dell'anno termico precedente, di cui 276 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 23 nei punti di interconnessione della rete di trasporto, 16 presso giacimenti di gas naturale, 2 su impianti GNL, 1 in impianti di stoccaggio e 5 nei punti di ingresso della Rete nazionale 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)⁶³ disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose.

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni a partire dal 2002 laddove possibile, altri con stretto riferimento all'attività svolta nell'anno oggetto della presente Relazione Annuale.

La figura 3.26 mostra la quantità di rete ispezionata annualmente per il periodo 2002-2017. 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 2014-2017. Per il 2017 si registra una diminuzione rispetto al 2016 pur permanendo la percentuale di rete ispezionata superiore ai livelli 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.

Con riferimento al tema degli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.27 mostra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) nel 2017. Il valore medio nazionale è pari a 38 minuti, lievemente aumentato rispetto al 2016.

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 dall'1 luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento 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

⁶³ 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.

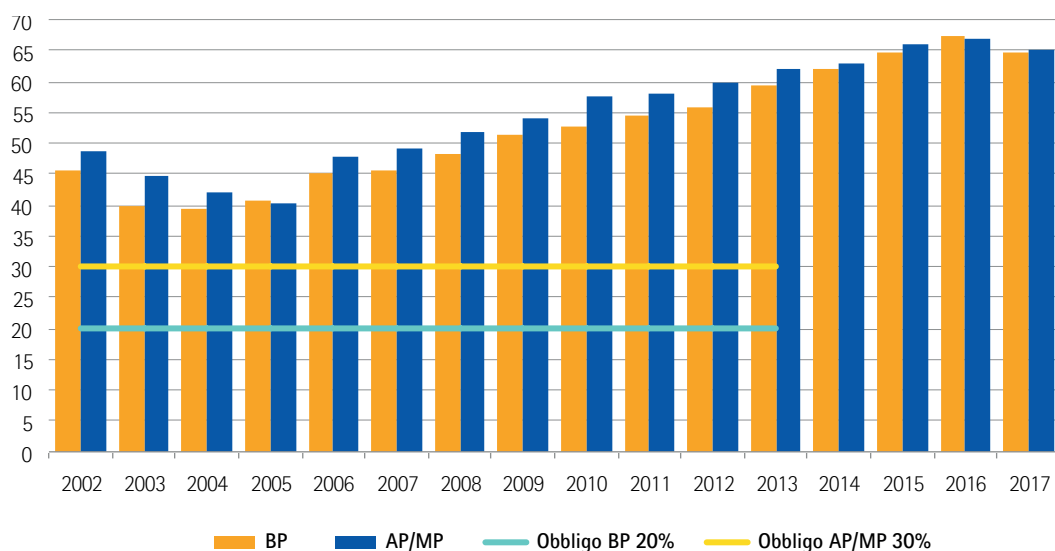


FIG. 3.26

Percentuale di rete ispezionata dal 2002

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

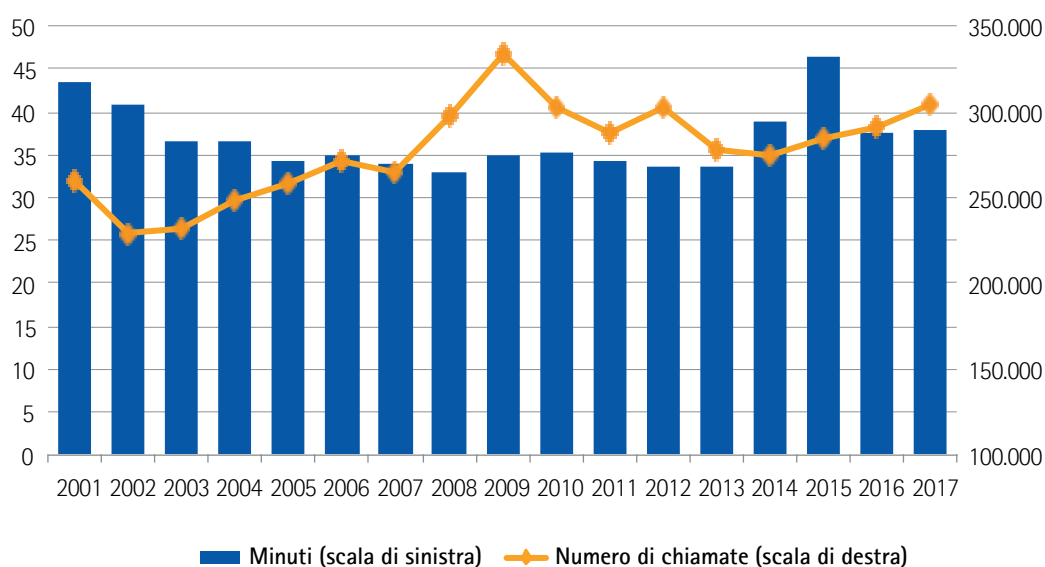


FIG. 3.27

Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2017

Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

la platea delle imprese obbligate a partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi.

L'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

Le tavole 3.66 e 3.67 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2016 e 2017, suddivise per localizzazione, ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la ripartizione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazioni da parte di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A₁, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione.

TAV. 3.66

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	549	979	838	912	3.278
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	161	167	358	356	1.042
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	1.125	58	531	1.597	3.311
Su gruppo di misura	983	7	35	882	1.907
TOTALE ANNO 2016	2.818	1.211	1.762	3.747	9.538
Su rete	615	653	851	1.063	3.182
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	196	161	346	390	1.093
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.154	49	449	2.767	5.419
Su gruppo di misura	2.259	6	24	733	3.022
TOTALE ANNO 2017	5.224	869	1.670	4.953	12.716

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	1.521	414	417	797	3.149
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.582	934	838	1.720	7.074
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	22.582	4.631	4.693	33.933	65.839
Su gruppo di misura	12.326	2.677	2.023	21.894	38.920
TOTALE ANNO 2016	40.011	8.656	7.971	58.344	114.982
Su rete	1.533	383	366	709	2.991
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.057	785	646	1.391	5.879
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	26.893	5.404	4.832	37.088	74.217
Su gruppo di misura	11.077	1.843	1.633	17.899	32.452
TOTALE ANNO 2017	42.560	8.415	7.477	57.087	115.539

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2016 al 2017:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 9.538 nel 2016 a 12.716 nel 2017, diminuendo di poco le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (da 4.320 a 4.275) e aumentando (da 5.218 a 8.441) le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura;
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi aumentano nel 2017, passando da 114.982 a 115.539; in particolare le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, sono diminuite (passano da 10.223 nel 2016 a 8.870 nel 2017); viceversa si registra un aumento per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passate da 104.759 del 2016 a 106.669 del 2017);
- disaggregando queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea sono aumentate (da 65.939 del 2016 a 74.217 del 2017) e quelle relative ai gruppi di misura sono diminuite (da 38.920 del 2016 a 32.452 del 2017).

La figura 3.28 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaia di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione incentivante. Si evidenzia per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), di norma più pericolose, un significativo trend decrescente, e per quelle su rete aerea (DTA) un lieve aumento; nel

2017 i parametri 10^*DT e DTA si sono attestati rispettivamente su valori pari a 4 e poco meno di 5 dispersioni per migliaio di clienti finali.

La figura 3.29 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti, evidenziando per il 2017 una lieve diminuzione dopo anni di costante crescita.

Ogni anno, a partire dal 2004, l'Autorità effettua una campagna di controlli qualità del gas. Parallelamente vi è un meccanismo

incentivante basato sull'aumento del numero di odorizzazioni rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG. Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un 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.

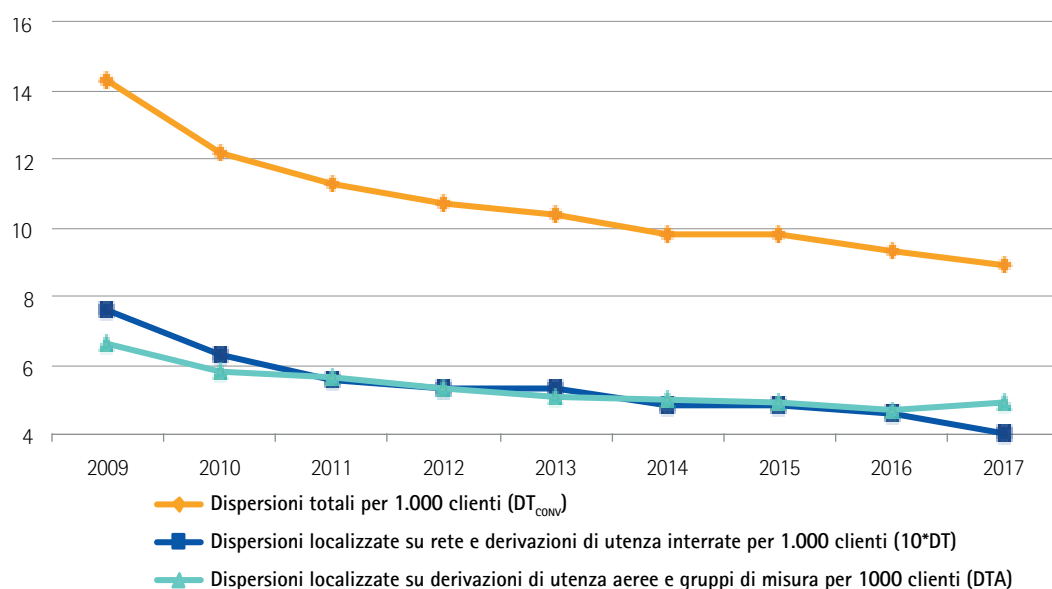


FIG. 3.28

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.

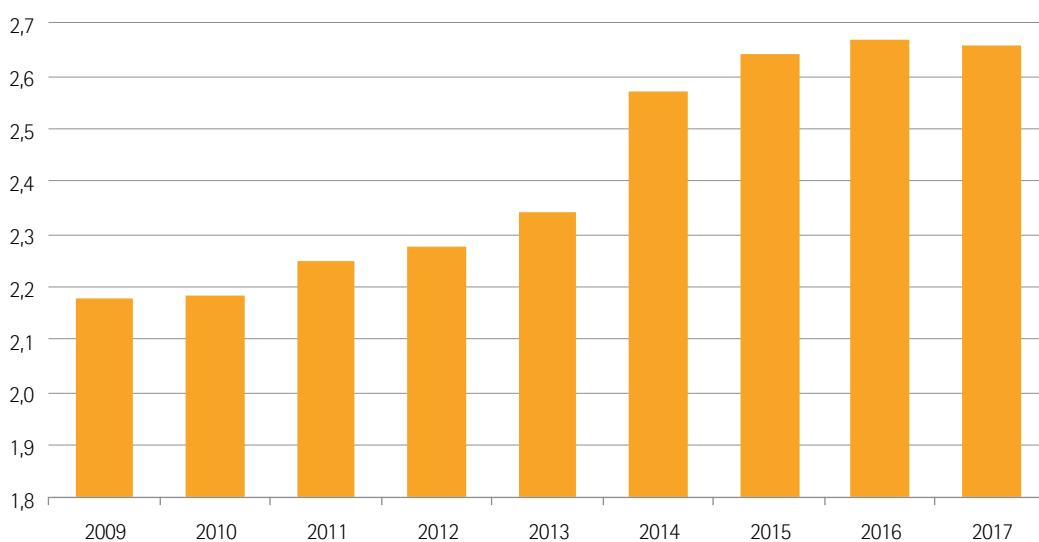


FIG. 3.29

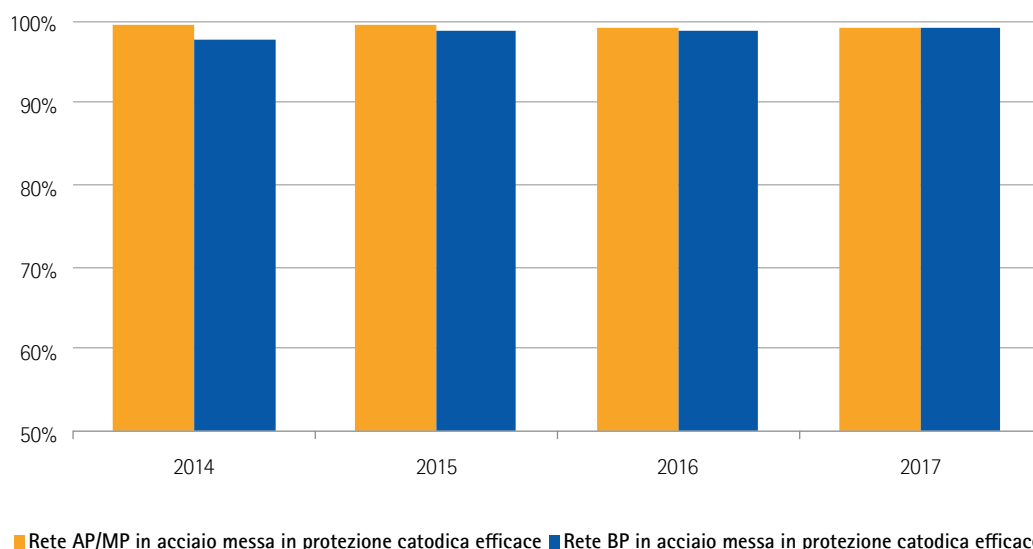
Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti

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 3.30 riporta la percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace, suddivisa per alta/media e bassa pressione.

Passando alle performance per l'anno 2017 delle grandi imprese di distribuzione, le tavole dalla 3.68 alla 3.71 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 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 mille clienti finali, rispettivamente, pari a 14,46 per le chiamate sull'impianto di distribuzione e a 1,42 per le chiamate a valle del punto di consegna.

La tavola 3.69 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2017, relative ai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione che distribuiscono gas naturale nel periodo di riferimento. Per la rete in alta/media pressione ci si riferisce a tre anni mobili: l'anno di riferimento e i due precedenti. Per la rete in bassa pressione ci si riferisce a quattro anni mobili: l'anno di riferimento e i precedenti tre. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori del minimo previsto, pari al 100%.

La tavola 3.70 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2017.

TAV. 3.68

Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2017

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	6.442.853	95.468	14,82	8.596	1,33	104.064
2I Rete Gas	3.867.340	57.027	14,75	2.621	0,68	59.648
Unareti	1.215.640	15.127	12,44	2.841	2,34	17.968
Inrete Distribuzione Energia	1.117.366	16.601	14,86	1.875	1,68	18.476
Toscana Energia	792.286	12.588	15,89	1.444	1,82	14.032
Ireti	715.980	10.325	14,42	1.001	1,40	11.326
Acegasapsamga	478.703	3.904	8,16	1.191	2,49	5.095
2I Rete Gas Impianti	460.391	6.764	14,69	612	1,33	7.376
Centria	373.863	5.660	15,14	661	1,77	6.321
Ap Reti Gas	339.665	3.857	11,36	429	1,26	4.286
Erogasmet	267.163	3.923	14,68	416	1,56	4.339

Ld Reti	265.239	4.510	17,00	864	3,26	5.374
Retipiù	207.459	4.145	19,98	430	2,07	4.575
Adrigas	174.165	1.997	11,47	304	1,75	2.301
Megareti	156.612	2.499	15,96	423	2,70	2.922
Novareti	156.183	834	5,34	294	1,88	1.128
Amg Energia	155.988	3.925	25,16	402	2,58	4.327
Infrastrutture Distribuzione Gas	151.492	2.679	17,68	291	1,92	2.970
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.477	1.837	12,29	128	0,86	1.965
Edma Reti Gas	146.536	2.696	18,40	104	0,71	2.800
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	141.276	1.399	9,90	161	1,14	1.560
Azienda Municipale Del Gas	123.519	1.599	12,95	329	2,66	1.928
As Retigas	120.422	1.480	12,29	108	0,90	1.588
Società Impianti Metano	112.842	1.477	13,09	145	1,28	1.622
Acam Gas	112.343	1.455	12,95	295	2,63	1.750
TOTALE	18.244.803	263.776	14,46	25.965	1,42	289.741

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 3.71 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2017, con riferimento alla rete in alta/media pressione.

La tavola 3.72 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2016 con riferimento alla rete in bassa pressione.

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA ^(A)	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA ^(B)	% RETE ISPEZIONATA
Italgas Reti	31.884	65.647	205,9	23.221	35.115	151,2
2l Rete Gas	33.468	86.882	259,6	24.115	56.073	232,5
Unareti	5.740	15.516	270,3	1.875	4.556	243,0
Inrete Distribuzione Energia	5.273	10.583	200,7	8.636	11.900	137,8
Toscana Energia	4.560	9.434	206,9	3.141	4.442	141,4
Ireti	4.201	13.377	318,4	3.409	9.048	265,5
Acegasapsamga	4.069	14.287	351,1	1.403	3.831	273,1
2l Rete Gas Impianti	3.713	5.119	137,9	3.321	3.420	103,0
Centria	3.038	11.726	386,0	2.198	6.461	294,0
Ap Reti Gas	4.382	15.015	342,7	2.355	6.092	258,7
Erogasmet	2.053	8.172	398,0	1.444	4.332	299,9
Ld Reti	2.246	7.782	346,5	1.029	2.777	269,9
Retipiù	1.430	5.680	397,2	348	1.041	299,7
Adrigas	1.278	2.738	214,3	1.445	1.964	136,0
Megareti	1.109	3.910	352,5	478	1.326	277,4
Novareti	1.548	1.567	101,3	789	793	100,6
Amg Energia	584	2.335	400,0	331	994	300,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.463	5.419	370,4	1.195	3.110	260,3
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.779	6.952	390,8	745	2.178	292,1
Edma Reti Gas	717	2.691	375,2	962	2.886	300,0

TAV. 3.68 CONT.

Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2017

TAV. 3.69

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2014-2017 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2015-2017 (rete in alta/media pressione)

Lunghezza delle reti in Km

TAV. 3.69 CONT.

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2014-2017

(rete in bassa pressione) e nel triennio 2015-2017 (rete in alta/media pressione)

Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.161	4.206	362,3	339	942	277,9
Azienda Municipale Del Gas	469	1.721	367,1	129	387	300,2
As Retigas	1.009	1.534	152,0	1.155	1.314	113,8
Società Impianti Metano	1.056	4.230	400,4	580	1.739	300,0
Acam Gas	966	2.384	246,8	313	509	162,4
TOTALE	119.196	308.909	259,2	84.955	167.232	196,8

(A) Lunghezza della rete ispezionata nel quadriennio 2014-2017.

(B) Lunghezza della rete ispezionata nel triennio 2015-2017.

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 3.70

Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2017

Lunghezza reti in km

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI			
			DA RETE ISPEZIONATA	PER KM DI RETE	SEGNALATE DA TERZI	PER KM SU SEGNALAZIONI
Italgas Reti	56.133	26.634	838	0,03	37.359	0,67
2l Rete Gas	58.238	40.065	536	0,01	18.521	0,32
Unareti	7.659	5.258	2.337	0,44	7.852	1,03
Inrete Distribuzione Energia	13.952	6.520	2.903	0,45	8.218	0,59
Toscana Energia	7.857	3.074	191	0,06	4.655	0,59
Ireti	7.647	6.336	3.181	0,50	5.257	0,69
Acegasapsamga	5.516	5.500	366	0,07	1.681	0,31
2l Rete Gas Impianti	7.220	2.470	8	0,00	2.742	0,38
Centria	5.119	5.026	121	0,02	1.359	0,27
Ap Reti Gas	6.845	5.546	42	0,01	1.824	0,27
Erogasmet	3.563	3.530	161	0,05	1.306	0,37
Ld Reti	3.297	2.925	113	0,04	1.398	0,42
Retipiù	1.784	1.781	1	0,00	1.483	0,83
Adrigas	2.737	856	10	0,01	589	0,22
Megareti	1.596	1.553	40	0,03	786	0,49
Novareti	2.369	2.356	10	0,00	263	0,11
Amg Energia	924	922	-	-	1.580	1,71
Infrastrutture Distribuzione Gas	2.668	2.368	52	0,02	1.135	0,43
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.591	2.578	2	0,00	773	0,30
Edma Reti Gas	1.690	1.689	9	0,01	757	0,45
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.289	1.289	9	0,01	408	0,32
Azienda Municipale Del Gas	614	606	13	0,02	250	0,41
As Retigas	2.186	819	23	0,03	711	0,33
Società Impianti Metano	1.650	1.646	32	0,02	575	0,35
Acam Gas	1.178	574	51	0,09	374	0,32
TOTALE	206.321	131.922	11.049	0,08	101.856	0,49

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 3.71

Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2017
Lunghezza delle reti in Km

ESERCENTE	RETE DI ACCIAIO	RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE DI ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	16.219	15.839	380	98,0
2I Rete Gas	19.706	19.706	-	100,0
Unareti	1.622	1.622	0	100,0
Inrete Distribuzione Energia	7.833	7.833	-	100,0
Toscana Energia	2.483	2.483	-	100,0
Ireti	2.980	2.980	-	100,0
Acegasapsamga	1.049	1.049	-	100,0
2I Rete Gas Impianti	2.115	2.115	-	100,0
Centria	1.889	1.889	-	100,0
Ap Reti Gas	2.245	2.245	0	100,0
Erogasmet	1.317	1.317	-	100,0
Ld Reti	943	943	-	100,0
Retipiù	341	341	-	100,0
Adrigas	1.412	1.412	-	100,0
Megareti	458	458	-	100,0
Novareti	705	705	-	100,0
Amg Energia	317	317	-	100,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.037	1.037	-	100,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	718	718	-	100,0
Edma Reti Gas	790	790	-	100,0
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	284	284	-	100,0
Azienda Municipale Del Gas	128	128	-	100,0
As Retigas	1.118	1.118	-	100,0
Società Impianti Metano	561	561	-	100,0
Acam Gas	309	309	-	100,0
TOTALE	68.580	68.200	380	100,0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 3.72

Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2017
Lunghezza delle reti in Km

ESERCENTE	RETE DI ACCIAIO	RETE DI ACCIAIO	RETE DI ACCIAIO NON PROTETTA	CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	22.742	22.289	453	99,0
2I Rete Gas	27.696	27.696	-	100,0
Unareti	2.604	2.588	16	100,0
Inrete Distribuzione Energia	4.031	4.020	10	100,0
Toscana Energia	3.497	3.475	22	100,0
Ireti	3.025	2.983	42	99,0
Acegasapsamga	2.307	2.248	60	98,0
2I Rete Gas Impianti	2.990	2.990	-	100,0
Centria	2.358	2.358	0	100,0
Ap Reti Gas	4.277	4.277	0	100,0
Erogasmet	1.976	1.976	-	100,0
Ld Reti	1.953	1.944	8	100,0

TAV. 3.72 CONT.

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2014-2017 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2015-2017 (rete in alta/media pressione)

Retipiù	1.381	1.380	1	100
Adrigas	1.272	1.272	-	100,0
Megareti	774	763	11	99,0
Novareti	1.440	1.440	-	100,0
Amg Energia	13	13	-	100,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	574	574	1	100,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.771	1.771	-	100,0
Edma Reti Gas	590	590	0	100,0
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	964	964	-	100,0
Azienda Municipale Del Gas	415	409	5	99,0
As Retigas	941	941	-	100,0
Società Impianti Metano	1.003	1.003	-	100,0
Acam Gas	743	680	63	92,0
TOTALE	91.338	90.644	694	100,0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

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 debba 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. 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 automatico degli indennizzi automatici prevede, inoltre, l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è prevista alcuna *escalation*.

La tavola 3.73 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 2017 registra una diminuzione, rispetto al 2016, sia dei casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'autorità, sia degli indennizzi automatici pagati. Nel 2017 a fronte di 32.220 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 29.522 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari ad oltre 1,5 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 2017, si osserva che la percentuale di mancato rispetto è diminuita, con l'eccezione dell'esecuzione di lavori semplici, dell'attivazione della fornitura, della fascia di puntualità per appuntamenti, degli appuntamenti posticipati. Il ripristino del valore conforme della pressione è rimasto invariato. La prestazione più numerosa, in termini di richieste, è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, segue l'attivazione della fornitura.

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	NUMERO DI 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	21.144
2015	31.222	32.583
2016	33.084	36.646
2017	32.220	29.522

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

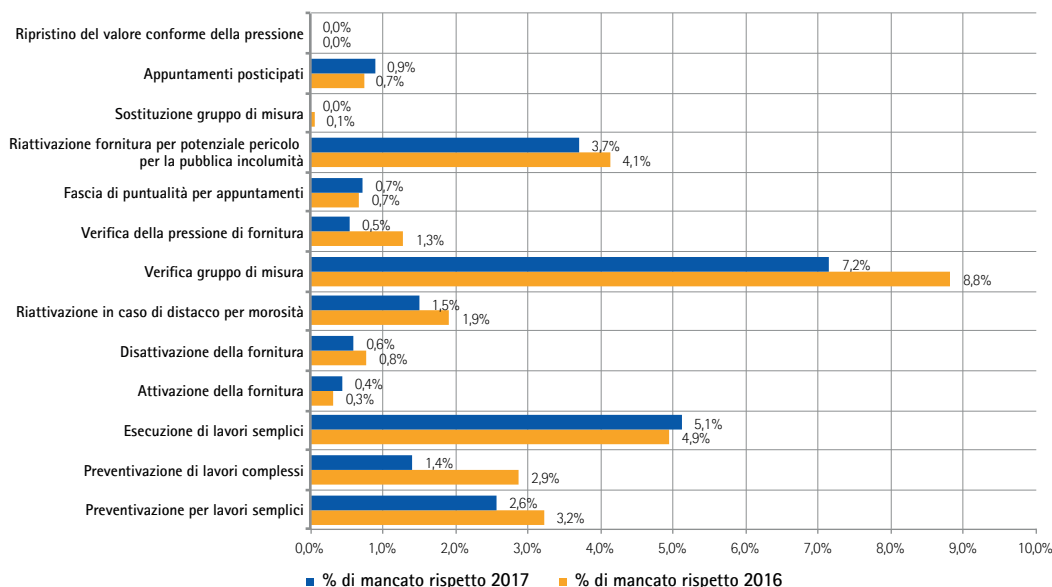
TAV. 3.73

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali

FIG. 3.31

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale



Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

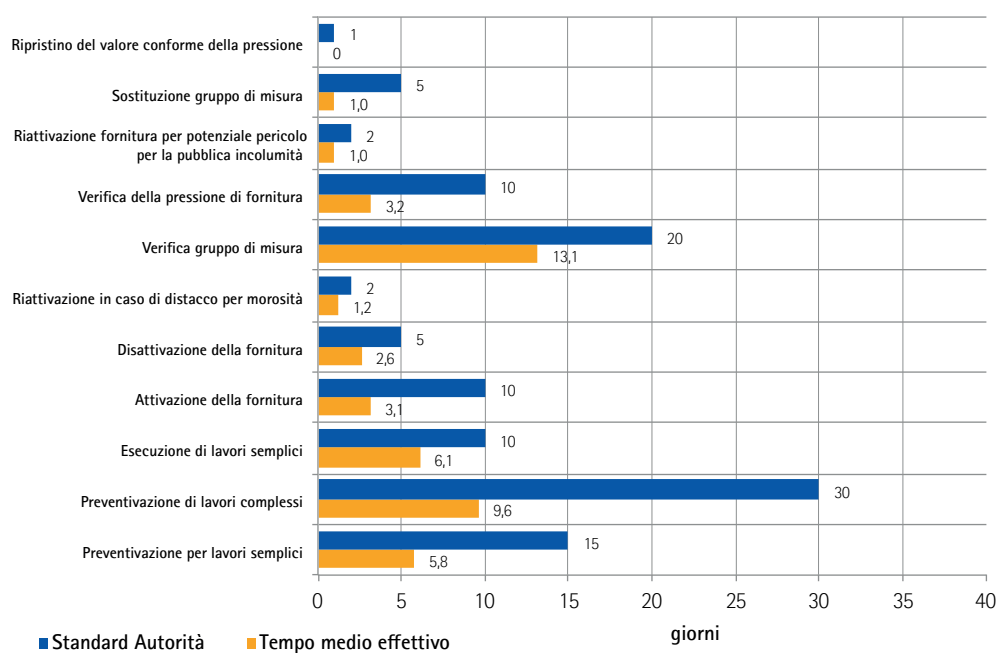
Con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato

(Fig. 3.32) nel 2017 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette ad indennizzo automatico.

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 2017



Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

La tavola 3.74 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 mette a confronto gli anni 2016 e 2017.

Il numero complessivo di prestazioni è in diminuzione rispetto al 2016. Le prestazioni che diminuiscono in modo significativo in termini di richieste del cliente sono l'attivazione della fornitura e la fascia di puntualità per appuntamenti che, in ordine inverso, sono anche le più numerose. La fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati rappresenta il 47% del totale delle prestazioni erogate, l'attivazione della fornitura il 20%.

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2017 è in diminuzione rispetto al 2016. 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 pari a 10 giorni lavorativi.

Con la delibera 21 luglio 2016, 413/2016/gas/com sono state apportate alcune modifiche, con decorrenza 2017, alla RQDG 2014-2019. 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.

La tavola 3.75 contiene i dati inerenti alla richiesta dei dati tecnici.

TAV. 3.74

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6

PRESTAZIONE	STANDARD DELL'AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	ANNO 2016		ANNO 2017		
			TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DELLE RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	155.700	6,35	5.579	164.730	5,76	3.700
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	3.851	10,80	86	3.644	9,60	44
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	113.011	6,13	5.131	112.023	6,08	4.459
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	691.736	3,18	1.921	681.242	3,13	2.347
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	493.815	2,62	3.616	493.624	2,58	2.440
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	151.579	1,24	3.171	151.833	1,20	1.901
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	3.044	12,89	251	2.487	13,13	156
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	112	3,48	1	145	3,18	2
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.672.438	-	12.977	1.614.876	-	10.891
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	20.670	0,92	774	23.312	0,97	668
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	5.206	1,06	1	3.817	0,99	0
Appuntamenti posticipati	2 ore	215.113	-	1.744	209.519	-	1.961
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	29	-	0	32	-	0
TOTALE	-	3.526.304	-	35.252	3.461.284	-	28.569

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

TAV. 3.75

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

Standard e tempo medio effettivo in giorni lavorativi; ammontare in euro

PRESTAZIONE	STANDARD DELL'AUTORITÀ	ANNO 2017			
		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	10 giorni lavorativi	23.082	266	13.761	3,60
Altri dati tecnici (M02) - fino al 30 giugno 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	15 giorni lavorativi	16.584	717	39.552	10,66
Altri dati tecnici (M02) - dall'1 luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10 giorni lavorativi	10.950	487	20.052	6,67
Altri dati tecnici complessi (M02C) - dall'1 luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	15 giorni lavorativi	2.016	82	3.480	9,75
TOTALE 2017	-	52.632	1.552	76.845	-

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le tavole 3.76, 3.77, 3.79 e 3.80, danno conto degli accertamenti effettuati ai sensi della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas, nell'anno solare 2017 da parte delle imprese di distribuzione gas⁶⁴. Ove significativo viene riportato il numero di richieste con accertamento positivo, di richieste con accertamento negativo, di impianti con fornitura sospesa e di impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

Più in particolare, la tavola 3.76 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la tavola 3.77 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati. La tavola 3.78 contiene il numero delle verifiche eseguite dai Comuni con riferimento agli accertamenti con esito positivo effettuati su impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati nel 2016, ancora suddivise per potenza termica. La tavola 3.79 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice relativi agli impianti di utenza nuovi. La tavola 3.80

TAV. 3.76

Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2017

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	137.840	2.319	9	2.336
> 35 kW e ≤ 350 kW	19.992	385	1	378
> 350 kW	700	17	0	17
TOTALE	158.532	2.721	10	2.731

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.77

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 2017

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	25.293	531	6	367
> 35 kW e ≤ 350 kW	3.286	64	0	52
> 350 kW	147	8	0	7
TOTALE	28.726	603	6	426

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.78

Verifiche eseguite dai Comuni con riferimento agli accertamenti con esito positivo effettuati su impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2016

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2017

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NELL'ANNO SOLARE 2016	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NELL'ANNO SOLARE 2016	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	68.132	23	8.070	6
> 35 kW e ≤ 350 kW	12.104	2	1.151	0
> 350 kW	328	0	49	0
TOTALE	80.564	25	9.270	6

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

⁶⁴ I dati si riferiscono a 246 imprese di distribuzione su un totale di 282.

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	128.297	2.076	0	1.983
Media	25.148	530	10	487
Piccola	5.087	115	0	261
TOTALE	158.532	2.721	10	2.731

(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.

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	23.384	469	1	321
Media	4.749	112	1	74
Piccola	593	22	4	31
TOTALE	28.726	603	6	426

(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.

contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributtrice relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

▣ Trasporto del gas naturale

Le tavole 3.81 e 3.82 danno conto degli accertamenti effettuati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas nell'anno solare 2017 da parte

delle imprese di trasporto del gas naturale. Ancora, viene riportato il numero di: richieste con accertamento positivo, richieste con accertamento negativo, impianti con fornitura sospesa e impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

La tavola 3.81 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi. La tavola 3.82 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

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	6	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	2	0	0	0
> 350 kW	4	0	0	0
TOTALE	12	0	0	0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TIPOLOGIA 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	1	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	1	0	0	0
> 350 kW	3	0	0	0
TOTALE	5	0	0	0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.79

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 2017

TAV. 3.80

Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributtrice

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2016

TAV. 3.81

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 2016

TAV. 3.82

Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2016

4.

Struttura del mercato
e prezzi nel settore
del teleriscaldamento
e teleraffrescamento

Struttura del mercato e concorrenza

Stato di diffusione del servizio

Con una percentuale del 3% della popolazione servita, l'Italia si colloca tra i Paesi europei con la minore diffusione del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (nel seguito, per brevità: telecalore)¹. Il trend di diffusione del servizio di teleriscaldamento risulta tuttavia storicamente positivo a partire dall'installazione dei primi sistemi negli anni '70, con una progressiva crescita negli anni più recenti, sia in termini di volumetria servita, sia di estensione delle reti di distribuzione del calore. Tra il 2000 e il 2016 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 7%, passando da 117,3 a 342,3 milioni di metri cubi. Inoltre, nello stesso lasso di tempo, l'estensione delle reti è quasi quadruplicata, passando da circa 1.091 km nel 2000 a 4.270 km nel 2016 (Fig. 4.1).

L'incremento nell'estensione delle reti di teleriscaldamento registrato nel 2016, pari a 172 km, è risultato leggermente inferiore

al valore medio degli anni precedenti (250 km annui del periodo 2011-2016). Anche la volumetria allacciata è cresciuta con minore intensità, circa il 3,8% rispetto al 5,8% medio evidenziato nel periodo 2011-2016.

La diffusione del servizio di teleriscaldamento rimane concentrata principalmente nell'Italia Centro-settentrionale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici – molti Comuni in queste regioni appartengono alle fasce climatiche “E” ed “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 regioni Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Trentino Alto Adige e Veneto rappresentano, da sole, oltre il 95% della volumetria allacciata (Fig. 4.2).

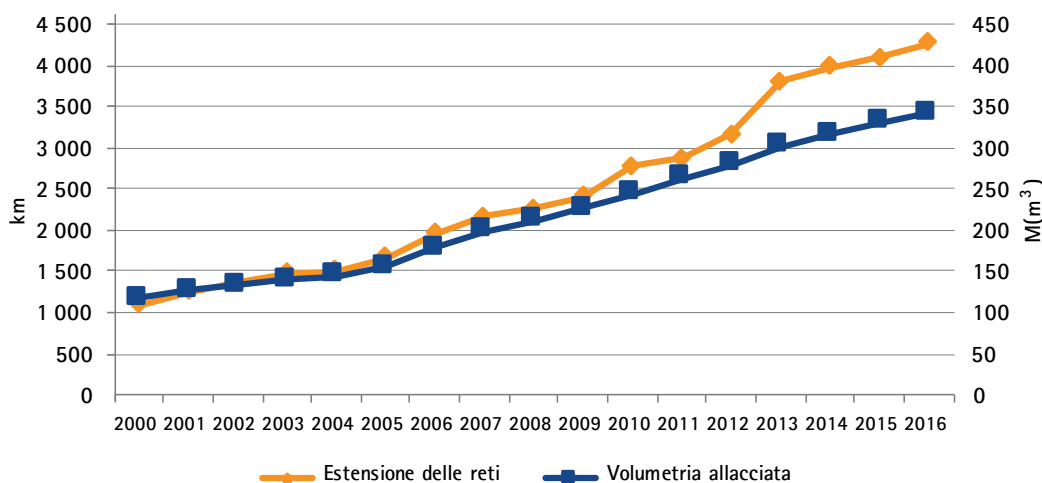


FIG. 4.1

Evoluzione dell'estensione delle reti di teleriscaldamento e della volumetria allacciata

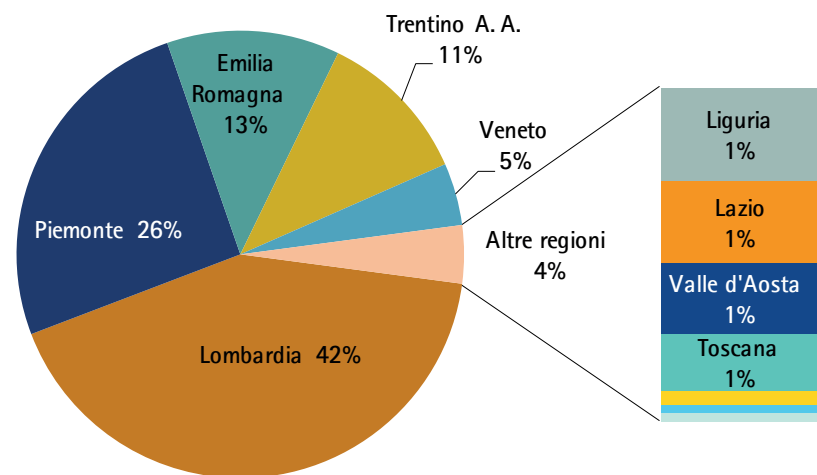
Estensione reti in km; volumetria allacciata in M(m³)

Fonte: Annuario AIRU 2017.

¹ Dato relativo all'anno 2015. Fonte: Euroheat & Power, District heating and cooling – Country by country, 2017 Survey.

FIG. 4.2

Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento
Quota della volumetria totale allacciata



Fonte: Annuario AIRU 2017.

Caratteristiche dell'offerta

Nel 2016 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 10.930 GWh termici, 6.355 GWh elettrici e 124 GWh frigoriferi (Tav. 4.1). La produzione di energia termica e di energia elettrica è aumentata leggermente rispetto al 2015, mentre la produzione di energia frigorifera ha subito nello stesso periodo una modesta inversione di tendenza.

Tra le fonti energetiche utilizzate per il funzionamento degli impianti di telecalore (Tav. 4.2) il gas naturale si è confermato nel 2016 la fonte energetica nettamente prevalente, rappresentando il 71,1% del consumo energetico complessivo, in linea con gli anni precedenti. Un contributo significativo è fornito dai rifiuti solidi urbani (RSU) e dalle biomasse (bioenergie), che rappresentano rispettivamente il 13,7% e il 9,3% delle fonti utilizzate. Il contributo delle altre fonti energetiche è nel complesso marginale.

Relativamente all'incidenza delle differenti tipologie di impianto 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 a circa il 67,5% (Tav. 4.3). Se si considera

la capacità di produzione installata, si riscontra una forte incidenza delle caldaie di integrazione e riserva, che vengono utilizzate, tra l'altro, per coprire le punte di domanda (Tav. 4.4).

La produzione di energia frigorifera indicata nella precedente tavola 4.1 può essere effettuata con 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 secondo caso, di produzione in loco, vengono utilizzati esclusivamente gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati dalla rete di teleriscaldamento, utilizzando quindi lo stesso vettore termico fornito alle altre utenze e/o all'utenza per soddisfare i fabbisogni di riscaldamento, produzione di

TAV. 4.1

Produzione di energia relativa all'anno 2016
GWh

VETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA ^(A)	INCREMENTO RISPETTO AL 2015
Energia termica	10.930	8.784	2,7%
Energia elettrica	6.355	5.981	2,1%
Energia frigorifera	124	121	-3,4%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.
Fonte: Annuario AIRU 2017.

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	ANNO 2016		ANNO 2015		ANNO 1995	
	TEP	%	TEP	%	TEP	%
Gas naturale	1.313.657	71,1%	1.301.410	72,4%	383.521	68,9%
RSU	253.215	13,7%	243.948	13,6%	6.708	1,2%
Bioenergie ^(A)	171.147	9,3%	149.490	8,3%	-	0,0%
Carbone	48.146	2,6%	47.582	2,6%	69.810	12,5%
Gasolio e olio combustibile	1.531	0,1%	1.159	0,1%	79.726	14,3%
Geotermia	24.102	1,3%	23.651	1,3%	4.472	0,8%
Recupero da processo industriale	2.443	0,1%	1.115	0,1%	4.644	0,8%
Energia primaria fossile del SEN ^(B)	33.082	1,8%	30.113	1,7%	7.750	1,4%
Energia solare	44	0,0%	31	0,0%	-	0,0%
Totale fossili	1.396.416	76%	1.380.264	77%	540.807	97%
Totale rinnovabili	450.951	24%	418.235	23%	15.824	3%
TOTALE GENERALE	1.847.367	100%	1.798.499	100%	556.631	100%

(A) Dal 2013 oltre alle biomasse comprendono anche biogas e bioliquidi.

(B) Consumi del Sistema elettrico nazionale per energia elettrica prelevata dalla rete.

Fonte: Annuario AIRU 2017.

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA TOTALE
Cogenerazione	5.537	1.832	7.369	67,5%
Produzione semplice	2.529	685	3.214	29,5%
Rinnovabili dirette		263	263	2,4%
Pompe di calore		42	42	0,4%
Recupero		24	24	0,2%
TOTALE	8.066	2.845	10.911	100,0%

Fonte: Annuario AIRU 2017.

TIPOLOGIA IMPIANTO	POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31/12/2016		POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31/12/2015	
	ELETTRICA	TERMICA	ELETTRICA	TERMICA
Centrali termoelettriche		1.161		1.140
Impianti di cogenerazione ^(A)	796	959	857	1.124
Impianti termovalorizzazione RSU		555		477
Produzione semplice a bioenergie ^(B)		373		339
Impianti di cogenerazione a bioenergie	86	250	83	232
Impianti a geotermia		135		125
Pompe di calore		47		42
Recupero da processo industriale		41		33
Solare termico		1		1
Caldaie di integrazione e riserva		5.205		5.077
TOTALE	882	8.727	940	8.590

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili

(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2017.

TAV. 4.2

Fonti energetiche utilizzate per la produzione di calore negli impianti di teleriscaldamento

TAV. 4.3

Tecnologie di produzione dell'energia termica

GWh

TAV. 4.4

Capacità di generazione installata per tecnologia

Potenzialità elettrica in MW e, potenzialità termica in MWt

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 quello di non comportare investimenti e oneri di gestione e manutenzione per 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 luogo di installazione.

Il mix produttivo delle centrali termiche sopra descritto ha consentito, nonostante la fisiologica dispersione termica delle reti di trasporto, un significativo risparmio energetico e di emissioni di gas climalteranti rispetto all'utilizzo di sistemi di produzione separata di elettricità e calore, quantificati dall'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano (AIRU) in 518 ktep di fonti fossili risparmiate e 1.629 kt di CO₂ non emesse nell'anno 2016.

TAV. 4.5

Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore
MWh

TIPOLOGIA GRUPPI FRIGORIFERI	INSTALLATI IN CENTRALE	INSTALLATI PRESSO L'UTENTE	TOTALE
A compressione	59,2	-	59,2
Ad assorbimento	29,6	104,8	134,4
TOTALE	88,8	104,8	193,6

Fonte: Annuario AIRU 2017.

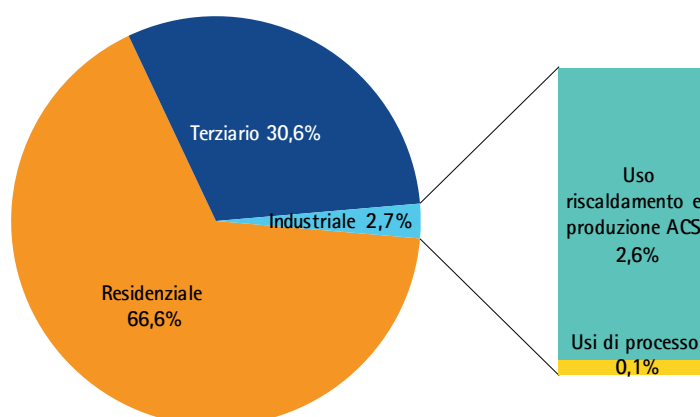
Caratteristiche della domanda

L'energia distribuita dalle reti di telecalore è utilizzata principalmente per gli usi di climatizzazione ambientale e produzione di acqua calda per uso igienico-sanitario, mentre è solo marginale l'utilizzo in processi industriali. Pertanto, come evidenziato dalla figura 4.3 limitatamente al calore (è escluso l'uso di raffrescamento), esso è erogato principalmente a utenze di tipo residenziale

e terziario (rispettivamente il 66,6% e il 30,6% del totale), mentre la domanda del settore industriale rimane marginale (2,7%), ancor più se ci si riferisce ai soli usi di processo (0,1%). Le reti di telecalore non sono infatti in genere vocate all'alimentazione di grandi processi industriali, che tra l'altro richiedono spesso temperature di fornitura maggiori; è infatti più probabile il caso contrario, seppur

FIG. 4.3

Calore fornito distinto per tipologia di utenza e relativo utilizzo



Fonte: Annuario AIRU 2017.

ancora limitato (anche se favorito dalle nuove politiche di efficienza energetica), dove sono le industrie a fornire calore di scarto (medio-bassa temperatura) da processi industriali per l'alimentazione di reti di telecalore.

L'utilizzo del calore per il riscaldamento ambientale, componente preponderante nei consumi, è associato inevitabilmente alla variabilità delle condizioni climatiche. L'anno 2016 è stato

caratterizzato da una stagione invernale leggermente più mite rispetto a quella del 2015: il modesto calo dei gradi giorno nazionali, dai 1.810 del 2015 ai 1.762 registrati nel 2016² (-2,6%), ha avuto come effetto il contenimento dell'aumento dell'energia termica fornita alle utenze (da 8.551 GWh del 2015 a 8.784 GWh del 2016, +2.7%) nonostante l'incremento della volumetria allacciata.

Operatori del servizio di telecalore

Il numero di imprese operanti nel settore, iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità, è pari a 272. Gli operatori sono caratterizzati da un elevato grado di eterogeneità sia in termini di dimensioni, sia in termini di modalità di fornitura del servizio. In particolare, il settore è moderatamente concentrato, con la presenza di un gruppo ristretto di operatori di grandi dimensioni e di un numero elevato di operatori di piccole dimensioni. Questa caratteristica si riproduce tendenzialmente nei due principali segmenti tecnologici del settore: sistemi di teleriscaldamento cittadino tradizionali e piccole reti alimentate a biomasse,

potendosi considerare solo una nicchia il segmento delle reti alimentate da fonte geotermica, soggetto a forti vincoli legati alla disponibilità della risorsa.

In riferimento alla volumetria servita, i due operatori principali risultano coprire da soli oltre la metà del totale (A2A Calore & Servizi e Iren Mercato, entrambe con il 25% circa); seguono quattro soggetti con quote comprese tra 6% e il 3% del mercato (Hera, AGSM Energia, Gruppo EGEA e Linea Reti e Impianti), mentre la restante quota di mercato è coperta da operatori di dimensioni relativamente ridotte (Fig. 4.4).

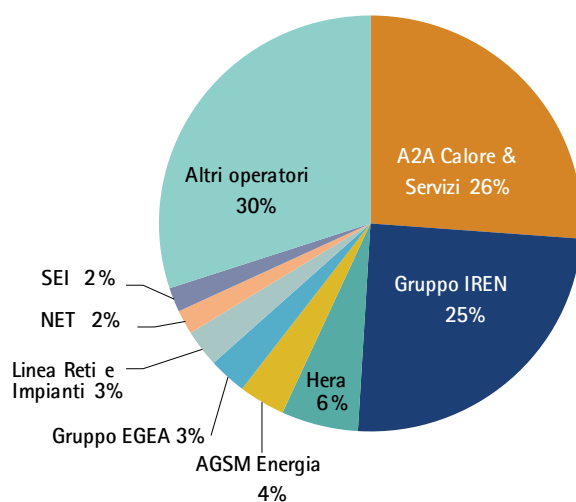


FIG. 4.4

Quota di mercato degli operatori in base alla volumetria allacciata

Fonte: Elaborazione ARERA su dati dell'Annuario AIRU 2017.

² Eurostat. Database online - Environmental and Energy data - Cooling and heating degree days by NUTS 2 regions - Annual data.

Prezzi del servizio

Prezzi di fornitura

Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

Il settore del teleriscaldamento è caratterizzato da alcune peculiarità relative alla modalità di determinazione del prezzo di fornitura del servizio e dei contributi di allacciamento.

Nel settore vengono praticate due principali modalità o categorie di determinazione del prezzo del servizio: sulla base dei costi sostenuti, con l'obiettivo di assicurare l'equilibrio economico e finanziario e garantire un'adeguata remunerazione del capitale investito (metodologia cosiddetta cost based) oppure sulla base del costo evitato, vale a dire il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando una diversa tecnologia di climatizzazione (tipicamente una caldaia alimentata a gas naturale o, nelle aree non metanizzate, a gasolio). Si rilevano differenze anche consistenti sia per quanto riguarda il valore dei coefficienti utilizzati per il calcolo, sia per la loro caratterizzazione qualitativa.

Uno dei parametri più rilevanti per la determinazione del prezzo finale è il rendimento medio stagionale dell'impianto. Dagli elementi raccolti emerge che gli operatori applicano valori relativamente differenti del rendimento stagionale dell'impianto, in base alle ipotesi sull'efficienza della caldaia a gas che il teleriscaldamento dovrebbe sostituire. Per esempio, alcuni operatori considerano la migliore tecnologia sul mercato (caldaia a condensazione) e utilizzano rendimenti superiori al 90%. Tuttavia, gran parte degli operatori fa riferimento al rendimento medio delle caldaie tradizionali, con valori intorno all'80%, sebbene non manchino esempi di operatori che utilizzano rendimenti inferiori al 75%. L'utilizzo di parametri differenziati tra i diversi operatori comporta che, pur applicando la medesima metodologia per la determinazione del prezzo di erogazione del servizio, vi sia un'ampia eterogeneità del risultato finale.

Alle due categorie menzionate (cost based e costo evitato) se ne deve aggiungere una terza, piuttosto composita, nella quale il prezzo del servizio viene fissato sulla base di metodologie ibride, ossia non riconducibili univocamente alle due precedenti. Il prezzo iniziale viene in generale stabilito attraverso una negoziazione individuale con l'utente o secondo quanto previsto in una convenzione con l'ente locale e viene successivamente aggiornato sulla

base di qualche forma di indicizzazione, spesso legata all'andamento del prezzo di una fonte di riscaldamento alternativa. A differenza dell'approccio del costo evitato, non vengono prese in considerazione le caratteristiche della tecnologia di riferimento (per esempio il rendimento dell'impianto alternativo di climatizzazione). Spesso, in questi casi, i criteri di determinazione del prezzo iniziale non vengono esplicitati. Inoltre, nonostante le modalità di aggiornamento siano, invece, generalmente specificate, vi è una certa eterogeneità nella scelta del criterio di aggiornamento/indicizzazione. Per esempio, alcuni operatori scelgono di indicizzare il prezzo iniziale alle variazioni trimestrali delle condizioni economiche di fornitura per il servizio di tutela del gas, mentre altri applicano indici composti (per esempio, 85% prezzo del gas, 15% tasso di inflazione). Vi sono poi casi in cui l'aggiornamento del prezzo iniziale avviene in base a logiche ulteriori, non necessariamente correlate a un indicatore oggettivo.

Prezzi di fornitura del teleraffrescamento

Il numero di operatori che offrono il servizio di teleraffrescamento è estremamente ridotto, meno del 15% del totale degli operatori di telecalore e, peraltro, in questi casi il servizio viene erogato su porzioni limitate delle reti gestite. Nella totalità dei casi il prezzo di erogazione del servizio è determinato sulla base del costo evitato. La tecnologia di riferimento è generalmente costituita da un sistema di raffrescamento alimentato da energia elettrica, ma 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 quello del gas naturale.

Come già rilevato per il teleriscaldamento, anche in questo caso la determinazione del costo evitato presenta ampi margini di discrezionalità. Le variabili più rilevanti sono il rendimento dell'impianto alternativo di riferimento e le ipotesi per la determinazione del costo medio dell'elettricità (o del gas naturale), in relazione alle quali si registrano sensibili differenze tra i diversi operatori. Per quanto riguarda i prezzi di riferimento, la maggior parte degli operatori

ricorre ai prezzi del servizio di tutela di energia elettrica o gas pubblicati dall'Autorità; in alternativa, vengono utilizzati i prezzi

medi come risultanti dalle bollette degli utenti.

Contributi di allacciamento

Sebbene emerga un quadro fortemente eterogeneo in relazione alle modalità di determinazione dei contributi di allacciamento, la maggior parte degli operatori determina il contributo a partire dai costi associati alla realizzazione dell'allacciamento. In particolare i costi di allacciamento sono articolati in relazione a due principali *driver di costo*: la potenza dello scambiatore di calore e la distanza del punto di prelievo dalla rete di allacciamento. Tuttavia, i contributi di allacciamento indicati dagli stessi operatori risultano, in media, inferiori ai costi dichiarati.

Una delle ragioni della differenza tra costi di allaccio e relativi contributi applicati all'utenza ha motivazioni di natura commerciale: gli operatori offrono l'allacciamento alla rete di telecalore a un prezzo inferiore al costo con l'obiettivo di promuovere la diffusione del servizio di telecalore, e di competere con tipologie impiantistiche alternative nella fase di offerta commerciale. Infatti, l'eventuale effetto competitivo, derivante dalla possibilità per il consumatore di scegliere sistemi di climatizzazione alternativi, è prevalente proprio nella fase antecedente alla stipula del contratto per il servizio di telecalore, quando il consumatore valuta l'opportunità di allacciarsi alla rete di telecalore. Al contrario, una volta realizzato l'allacciamento e attivata la fornitura del servizio, per passare a un sistema alternativo di climatizzazione gli utenti potrebbero sostenere significativi costi di investimento (*switching cost*) con possibili conseguenti barriere al cambio di tecnologia. Nella determinazione del contributo di allacciamento la disponibilità di fonti di riscaldamento alternative risulterebbe dunque esercitare una pressione competitiva sugli operatori; ecco perché le valutazioni di carattere commerciale influiscono sulla determinazione di tale contributo, insieme ai costi sostenuti.

I costi di allaccio sostenuti dal gestore e non coperti dal contributo di allacciamento applicato all'utenza vengono di norma recuperati successivamente nel corso del rapporto di fornitura, tramite i prezzi di vendita del calore (liberamente definiti dai gestori).

Per quanto concerne la struttura dei contributi di allacciamento, molti operatori, soprattutto quelli di dimensioni maggiori, applicano contributi a forfait, articolati sulla base della principale determinante del costo di realizzazione dell'allaccio (in genere, la potenza termica della sottostazione di utenza). I contributi determinati sulla base di specifici preventivi sono previsti, in generale, solo per allacci che presentino caratteristiche peculiari (per esempio, nel caso di utenti caratterizzati da un significativo impegno di potenza o nel caso di elevate distanze dalla dorsale di distribuzione o siano presenti altre caratteristiche non standard).

Le attività ricomprese nel contributo di allacciamento variano da operatore a operatore. In generale, i gestori del servizio includono nel corrispettivo le attività minime necessarie alla realizzazione del collegamento dell'impianto dell'utente (circuito secondario) alla rete di telecalore (circuito primario), quali: i lavori di scavo e di ripristino del suolo pubblico e privato; la posa delle tubazioni; la fornitura e l'installazione dello scambiatore e delle apparecchiature che sono funzionali all'erogazione del servizio (contatore, valvole di intercettazione, manometri, quadro elettrico); l'acquisizione di permessi, servitù o altre autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'allacciamento.

Nella maggioranza dei casi, il gestore provvede alla fornitura e all'installazione della sottostazione di scambio termico (scambiatore di calore, contatore di calore e sistema di regolazione), che rappresenta l'elemento di collegamento tra la rete di telecalore e l'impianto dell'utente; questo avviene indipendentemente dalla proprietà della sottostazione, che contrattualmente può essere attribuita al gestore o all'utente. Un numero limitato di operatori non svolge questa attività, oppure la offre solo su richiesta dell'utente e a un costo aggiuntivo rispetto al contributo di allacciamento.

In generale, sono escluse dal corrispettivo di allacciamento e, in alcuni casi, sono offerte dal gestore come servizio aggiuntivo, le

attività funzionali all'erogazione del servizio di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria (ACS) ma realizzate all'interno della proprietà e sull'impianto dell'utente come, a titolo esemplificativo, la rimozione dell'impianto termico esistente o

l'adeguamento dei locali di installazione della sottostazione. Tali attività, peraltro, risultano sempre necessarie nel caso di sostituzione del sistema di generazione del calore, a prescindere dalla tecnologia installata (caldaia, pompa di calore ecc.).

5.

Stato dei servizi idrici

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

L'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito: Autorità), introducendo il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2, di cui alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr), ha confermato l'impianto della regolazione "asimmetrica e innovativa" introdotta per gli anni 2014 e 2015 e ha esplicitato, anche per il periodo 2016-2019, la relazione tra l'individuazione delle criticità infrastrutturali nei territori, l'identificazione degli obiettivi, la selezione degli interventi necessari e i riflessi in termini di entità dei corrispettivi.

In particolare, l'Autorità ha previsto una matrice di schemi regolatori, cui sono associate determinate regole di computo tariffario, che permette a ciascun soggetto competente di selezionare quello più appropriato sulla base di una scelta tridimensionale, e cioè in ragione:

- del fabbisogno di investimenti rapportato 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 stimato per l'intero settore.

In pratica, la matrice di schemi regolatori (Tav. 5.1) consente di individuare il limite della variazione annuale da applicare al moltiplicatore tariffario, vale a dire il tetto del possibile incremento tariffario, tenendo altresì conto di un fattore di contenimento di tale incremento in presenza di costi operativi per abitante servito superiori a quelli medi di settore (*OPM*) nell'anno di riferimento 2014.

		$\frac{Opex^{2014}}{pop} \leq OPM$	$\frac{Opex^{2014}}{pop} > OPM$	AGGREGAZIONI, VARIAZIONI NEGLI OBIETTIVI O NELLE ATTIVITÀ DEL GESTORE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} - \omega$	Schema I Limite di prezzo: 6,0%	Schema II Limite di prezzo: 5,5%	Schema III Limite di prezzo: 6,5%
	$\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} > \omega$	Schema IV Limite di prezzo: 8,5%	Schema V Limite di prezzo: 8,0%	Schema VI Limite di prezzo: 9,0%

Fonte: ARERA.

TAV. 5.1

Matrice di schemi regolatori per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

Come previsto dalla regolazione di settore, anche ai fini delle determinazioni tariffarie per gli anni 2016-2019, 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, adottando con proprio atto deliberativo il pertinente schema regolatorio, composto dal programma degli interventi (Pdl), dal piano economico finanziario (PEF), dall'aggiornamento della Convenzione di gestione, tra loro coerentemente redatti.

Nel corso del 2017 e nei primi mesi del 2018, l'Autorità (come meglio dettagliato nel Volume II della presente *Relazione Annuale*) ha proseguito l'attività istruttoria per l'approvazione delle tariffe relative al secondo periodo regolatorio, e in taluni casi anche per il periodo regolatorio 2012-2015¹, concludendo le verifiche sulle predisposizioni tariffarie riferite a contesti caratterizzati dalla complessità delle proposte o dal protrarsi dei tempi per il loro perfezionamento a livello locale.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

A partire dal mese di maggio 2016, l'Autorità ha avviato le istruttorie per la verifica delle predisposizioni tariffarie trasmesse ai sensi della citata delibera 664/2015/R/idr.

Le determinazioni tariffarie per il periodo 2016-2019, deliberate dall'Autorità alla data del 31 maggio 2018, riguardano 577 gestioni per 41.694.701 abitanti².

In particolare, come riportato nella tavola 5.2, si rileva che:

- per 123 gestioni, che servono 39.684.446 abitanti residenti in 5.263 comuni, è stato approvato il relativo schema regolatorio³ proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra obiettivi specifici, interventi programmati per il periodo 2016-2019 e moltiplicatore

tariffario teta (Θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio. I provvedimenti di approvazione dello specifico schema regolatorio adottati dall'Autorità interessano la totalità della popolazione del Nord-Est, il 90% degli abitanti del Nord-Ovest, l'81% dei residenti nell'Italia Centrale, mentre la copertura nelle aree del Sud e delle Isole si attesta al 29% (Fig. 5.1);

- per 454 gestioni (di cui 36 operanti in Lombardia e 418 in Calabria) è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi, coinvolgendo 2.010.255 abitanti residenti, ossia lo 0,3% della popolazione del Nord-Ovest e il 9,5% dei residenti nel Sud e nelle Isole.

Come sintetizzato dalla figura 5.2, i provvedimenti di approvazione ad oggi adottati dall'Autorità per il periodo 2016-2019 riguardano gestioni che erogano il servizio al 72% della popolazione nazionale, con una copertura pressoché completa in Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna, Umbria, Basilicata, Puglia, Calabria (che hanno delimitato un ATO Unico regionale), nel Piemonte, nel Veneto, nelle Marche e nell'ATO Interregionale Lemene (corrispondente al bacino dell'omonimo fiume, tra Friuli-Venezia Giulia e Veneto).

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 ricevute, anche a seguito di invio di diffida ad adempiere - si rammentano:

- le realtà in cui le predisposizioni tariffarie in parte si sovrappongono a processi di riordino gestionale tesi a perseguire l'unicità della gestione del servizio idrico integrato (SII) in attuazione delle norme del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (c.d. *Sblocca Italia*). Si fa riferimento sia a situazioni in

1 Con riferimento al primo periodo regolatorio, i provvedimenti di approvazione adottati dall'Autorità interessano:

- 2.114 gestioni, con una popolazione servita di 56.404.760 abitanti, per il biennio 2012-2013;
- 1.983 gestioni, con una popolazione servita di 55.211.528 abitanti, per il biennio 2014-2015.

2 Le decisioni adottate dall'Autorità nel corso del 2017 e nei primi mesi del 2018 concernono:

- l'approvazione degli schemi regolatori riferiti a 31 gestioni (di cui un fornitore all'ingrosso), che erogano il servizio a 1.654.427 abitanti del Nord-Ovest, 2.217.542 residenti nel Nord-Est, 3.426.860 abitanti del Centro e 1.831.364 residenti nel Sud e nelle Isole;
- l'esclusione dall'aggiornamento tariffario per 36 gestioni comunali operanti nell'ATO-Como (interessando 45.127 residenti) atteso che le medesime non hanno provveduto a versare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali la componente tariffaria perequativa, ovvero non hanno provveduto ad attestare di essersi dotate delle procedure per l'adempimento agli obblighi di verifica della qualità dell'acqua destinata al consumo ai sensi del d.lgs. 31/01;
- nelle more dell'acquisizione degli ulteriori elementi finalizzati alla conclusione del procedimento di approvazione delle tariffe, l'esclusione temporanea dall'aggiornamento tariffario per talune delle gestioni (418) operanti nella regione Calabria, rilevando per le medesime la perdurante carenza di dati puntuali sui costi di esercizio e di investimento, ovvero sui ricavi derivanti dalla gestione del servizio (la decisione interessa 1.965.128 abitanti).

3 Composto, come già richiamato, dall'aggiornamento del Pdl, del PEF e della convenzione di gestione.

REGIONE	GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2016-2019		POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2016-2019	
	SCHEMI REGOLATORI	TETA 1	SCHEMI REGOLATORI	TETA 1
Abruzzo	3		465.623	
Basilicata	1		574.901	
Calabria		418		1.965.128
Campania				
Emilia Romagna	17		4.457.754	
Friuli Venezia Giulia	7		1.085.864	
Interregionale Lemene	1		137.431	
Lazio	3		4.332.681	
Liguria	8		1.074.199	
Lombardia	25	36	8.726.265	45.127
Marche	6		1.512.696	
Molise				
Piemonte	25		4.377.382	
Puglia	1		4.061.056	
Sardegna				
Sicilia	3		790.840	
Toscana	5		2.606.889	
Umbria	3		897.783	
Valle d'Aosta				
Veneto	15		4.583.082	
TOTALE	123	454	39.684.446	2.010.255
		577	41.694.701	

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.2

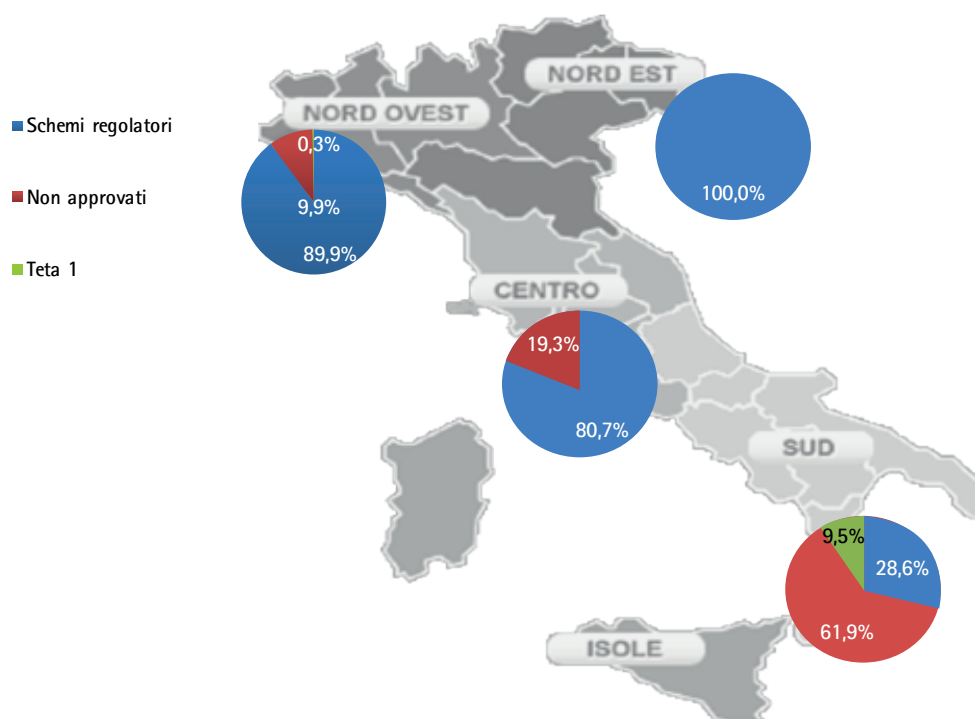
Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per il periodo 2016-2019

Numero di gestioni e di abitanti

FIG. 5.1

Copertura, per macroarea geografica, della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità

Periodo 2016-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori..

- cui il gestore unico, già costituito, risulta ancora in fase di avvio d'attività (negli ATO della Provincia di Savona, nell'ATO-Imperia, nell'ATO-Varese e nell'ATO-Rieti), sia a casi in cui il percorso di integrazione delle gestioni esistenti risulta ancora in via definizione (ATO-Unico Molise e taluni ATO della Sicilia);
- talune gestioni della Campania per le quali sussistono criticità in termini di informazioni a fini di definizione delle tariffe, nonché di interrelazioni tra le dinamiche tariffarie dei principali operatori della Regione, anche nella fornitura all'ingrosso;
 - le proposte tariffarie caratterizzate da istanze specifiche (relative ad alcuni gestori operanti in Toscana) e quelle riguardanti gestioni in difficoltà economico-finanziaria (operatori dell'ATO-Frosinone e dell'ATO-Unico Sardegna).

Caratteristiche degli schemi regolatori approvati dall'Autorità

Come accennato nel precedente paragrafo e sulla base dell'impostazione assunta nell'MTI-2 per il periodo 2016-2019 (delibera 664/2015/R/idr), l'Autorità ha approvato per 123 gestioni (che servono 39.684.446 abitanti) il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, con un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente del 4,6% nel 2016, 3,6% nel 2017, 2,6% nel 2018 e 1,5% nel 2019.

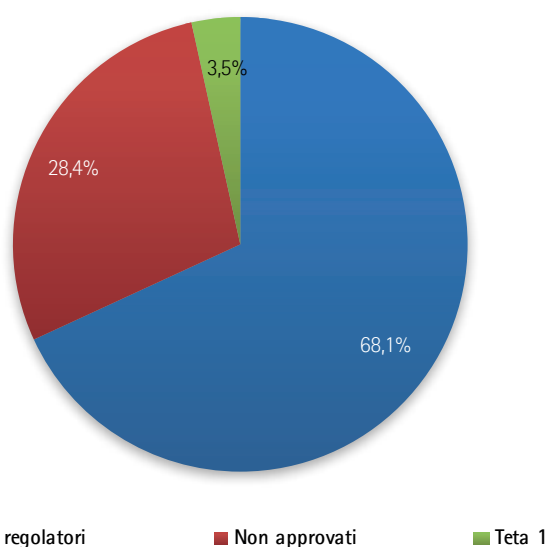
Nel dettaglio, come rappresentato nella figura 5.3 e nella tavola 5.3, si rileva che:

- per 51 gestioni (che erogano il servizio a 12.019.426 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 degli schemi regolatori. Per il menzionato gruppo di operatori è stata approvata una variazione tariffaria media annua del 5,0% nel 2016, del 3,6% nel 2017, dello 0,8% nel 2018 e del -0,9% nel 2019, a fronte di un più contenuto fabbisogno di investimenti rispetto alla *Regulatory Asset Base* (RAB) esistente);

FIG. 5.2

Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità

Periodo 2016-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

- per 72 gestioni (che servono 27.665.020 abitanti), le amministrazioni competenti hanno programmato un più 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 del 4,4% nel 2016, del 3,6% nel 2017, del 3,3% nel 2018 e del 2,6% nel 2019, a fronte di un rilevante fabbisogno di investimenti rispetto alla RAB esistente. La figura 5.4 mostra come il 42% della spesa per investimenti pianificata negli specifici schemi regolatori approvati dall'Autorità ricada nello Schema IV.

Con specifico riferimento alle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 – approvate dall'Autorità nelle more della loro rideeterminazione a seguito dell'aggiornamento biennale di cui all'art. 8 della delibera 664/2015/R/idr, da effettuarsi nel rispetto delle regole e delle modalità previste dalla delibera 27 dicembre 2017,

918/2017/R/idr – la figura 5.5 mostra come le medesime siano caratterizzate, in linea generale, da variazioni annuali inferiori al limite di prezzo fissato dalla regolazione vigente. Nello specifico, il vincolo alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario risulta attivo complessivamente per 16 gestioni, 10 delle quali presentano incrementi annuali pari al *cap* fissato dall'Autorità sia per l'annualità 2018, sia per l'annualità 2019⁴.

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

Le decisioni di approvazione degli specifici schemi regolatori assunte dall'Autorità alla data del 31 maggio 2018 portano a quantificare, per l'anno 2017, un vincolo ai ricavi del gestore (VRG) complessivamente pari a 6,1 miliardi di euro⁵. La figura 5.6 mostra come:

- il 67,8% dei costi ritenuti ammissibili a fini tariffari sia destinato alla copertura dei costi operativi, distinti tra: costi operativi endogeni⁶, *Opex_{end}*, efficientabili, pari al 38,6%; costi operativi

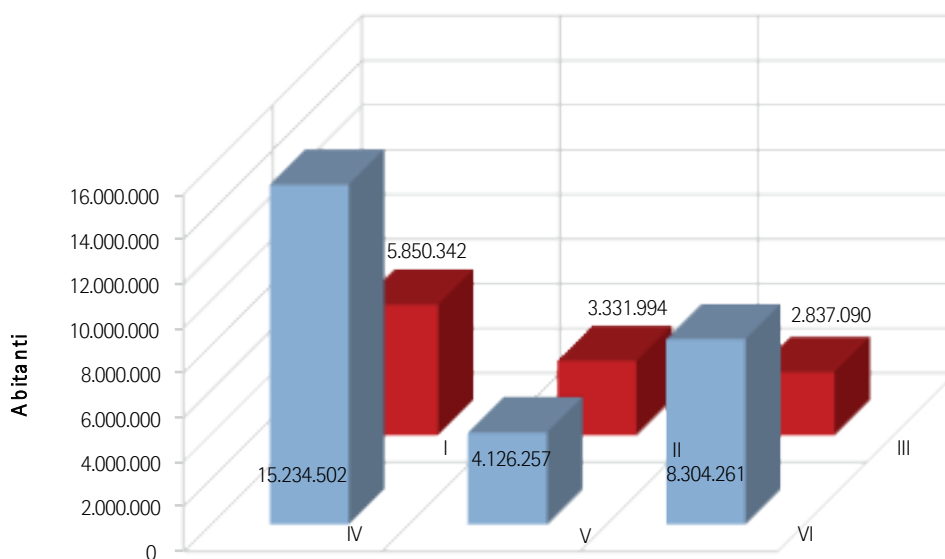


FIG. 5.3

Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti
Periodo 2016-2019

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

- In particolare, il vincolo alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario risulta attivo in tre casi (di cui due relativi al 2018) con riferimento allo Schema I; in sette casi (di cui quattro afferenti al 2018, e per lo più riferiti alle medesime gestioni) relativamente allo Schema II; in due casi nello Schema III (che si riferiscono allo stesso gestore per le annualità 2018 e 2019); in dieci casi nello Schema IV (equamente ripartiti tra 2018 e 2019 e riguardanti sei gestioni); in tre casi nello Schema V (interessando 2 gestioni).
- Il dato si riferisce alle 123 gestioni (che erogano il servizio a 39.684.446 abitanti) interessate dai provvedimenti di approvazione dei pertinenti schemi regolatori da parte dell'Autorità, per il periodo 2016-2019.
- I costi operati endogeni includono: la componente di costo calcolata ai fini della determinazione tariffaria 2014; i costi operativi di piano (*Op^{new}*) rivisti dal soggetto competente a seguito di una modifica del perimetro gestionale o delle attività svolte dall'operatore; gli oneri aggiuntivi riconducibili all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale introdotti con delibera 655/2015/R/idr.

TAV. 5.3

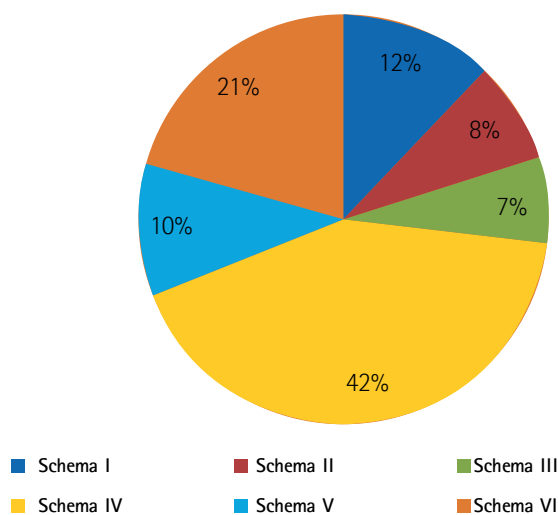
Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità
Periodo 2016-2019

REGIONE	SCHEMI I,II,III						SCHEMI IV, V, VI					
	GE-STORI	POPOLA-ZIONE	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA				GE-STORI	POPOLA-ZIONE	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA			
			2016	2017	2018	2019			2016	2017	2018	2019
Piemonte	13	1.381.723	3,00%	2,70%	-0,90%	1,30%	12	2.995.659	4,40%	1,00%	1,60%	-1,20%
Liguria	4	1.071.058	5,50%	5,20%	-2,40%	-2,20%	4	3.141	2,00%	5,00%	5,50%	-4,50%
Lombardia	8	2.214.912	6,00%	3,70%	0,70%	0,70%	17	6.511.353	4,10%	2,60%	1,80%	1,80%
Veneto	5	1.828.853	4,70%	4,50%	1,00%	-4,70%	10	2.754.229	6,10%	2,20%	1,30%	2,20%
Friuli Venezia Giulia	2	376.051	6,30%	6,30%	6,30%	3,60%	5	709.813	3,50%	3,50%	3,60%	3,20%
Lemene - ATO interregionale							1	137.431	5,60%	5,00%	4,70%	4,00%
Emilia Romagna	14	3.625.306	5,30%	3,20%	0,70%	-2,50%	3	832.448	6,10%	5,80%	0,50%	0,20%
Toscana							5	2.606.889	4,10%	3,40%	4,10%	4,00%
Umbria	1	228.363	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%	2	669.420	5,40%	5,50%	-1,70%	3,10%
Marche	2	444.235	3,80%	2,90%	-0,20%	1,70%	4	1.068.461	4,70%	2,30%	2,50%	2,60%
Lazio							3	4.332.681	1,00%	4,30%	5,40%	5,40%
Abruzzo							3	465.623	5,80%	6,10%	6,30%	5,60%
Basilicata	1	574.901	3,20%	-1,00%	5,90%	1,90%						
Puglia							1	4.061.056	6,60%	7,00%	7,00%	2,60%
Sicilia	1	274.024	5,00%	5,00%	3,80%	5,60%	2	516.816	5,50%	0,50%	3,70%	6,40%
Totale	51	12.019.426	5,00%	3,60%	0,80%	-0,90%	72	27.665.020	4,40%	3,60%	3,30%	2,60%

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.4

Quota degli Investimenti programmati per Quadrante della matrice di schemi regolatori
Periodo 2016-2019



Fonte: Elaborazioni ARERA su dati dei gestori.

aggiornabili⁷, $Opex_{ol}$, pari al 23,5%; costi ambientali e della risorsa (ERC) pari al 5,7%;

- il 21,0% del VRG sia volto alla copertura dei costi delle immobilizzazioni, $Capex$ cui si aggiunge una quota del 6,6% (della

componente Fondo Nuovi Investimenti) a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza.

La figura 5.7 dà conto della composizione del VRG per volumi erogati nelle diverse aree del Paese. A livello nazionale si riscontra

⁷ I costi operativi aggiornabili ($Opex_{ol}$) 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).

FIG. 5.5

Distribuzione delle variazioni tariffarie (anni 2018 e 2019) nell'ambito della matrice di schemi regolatori



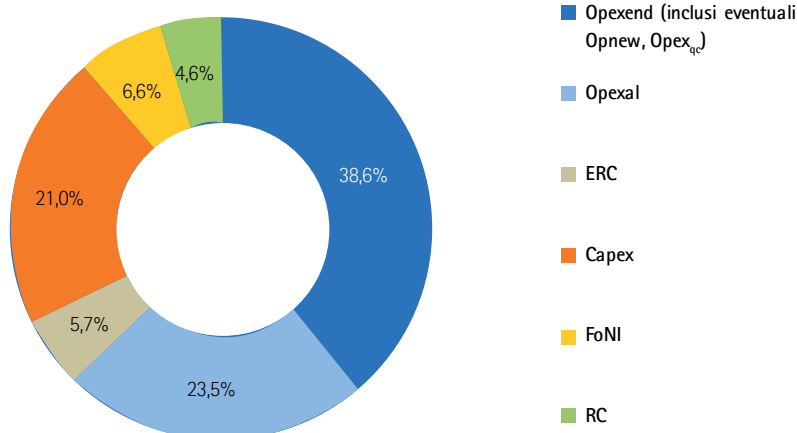
Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

un VRG per metro cubo erogato pari in media a 2,04 euro, compreso tra il valore medio di 1,64 euro/m³ nel Nord-Ovest e il valore medio di 2,27 euro/m³ dell'Italia Centro-meridionale. In particolare, si segnala l'incidenza più contenuta della voce afferente ai costi operativi (data dalla somma di $Opex_{end}$ e $Opex_{qc}$) nell'area Nord-Ovest (con 0,95 euro/m³), mentre la maggior quota di VRG destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni si registra nel Centro Italia (0,56 euro/m³).

Inoltre, come meglio rappresentato nella figura 5.8, le differenze nei costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario, che spiegano in parte l'eterogeneità dei corrispettivi applicati all'utenza

di cui si dirà in seguito, sono rinvenibili anche tra i valori minimi e massimi della medesima area geografica: il VRG medio nazionale pari a 2,04 euro/m³ varia, infatti, tra una valore minimo di 0,84 euro/m³ e un valore massimo di 3,89 euro/m³.

Una valutazione esaustiva delle grandezze economiche riportate nelle figure 5.7 e 5.8 richiederebbe, tuttavia, una serie di approfondimenti specifici in ordine alle caratteristiche geomorfologiche e demografiche dei territori interessati, nonché una verifica sulle grandezze tecniche, inclusi i valori di consumo per utente e la loro dinamica.



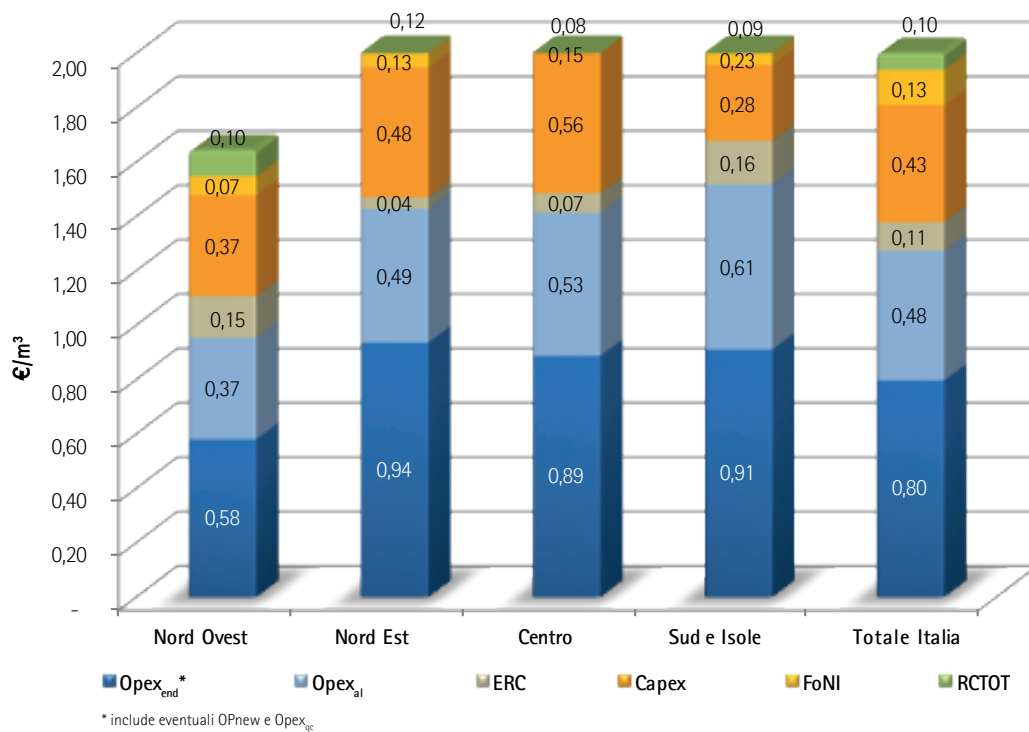
Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.6

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2017

FIG. 5.7

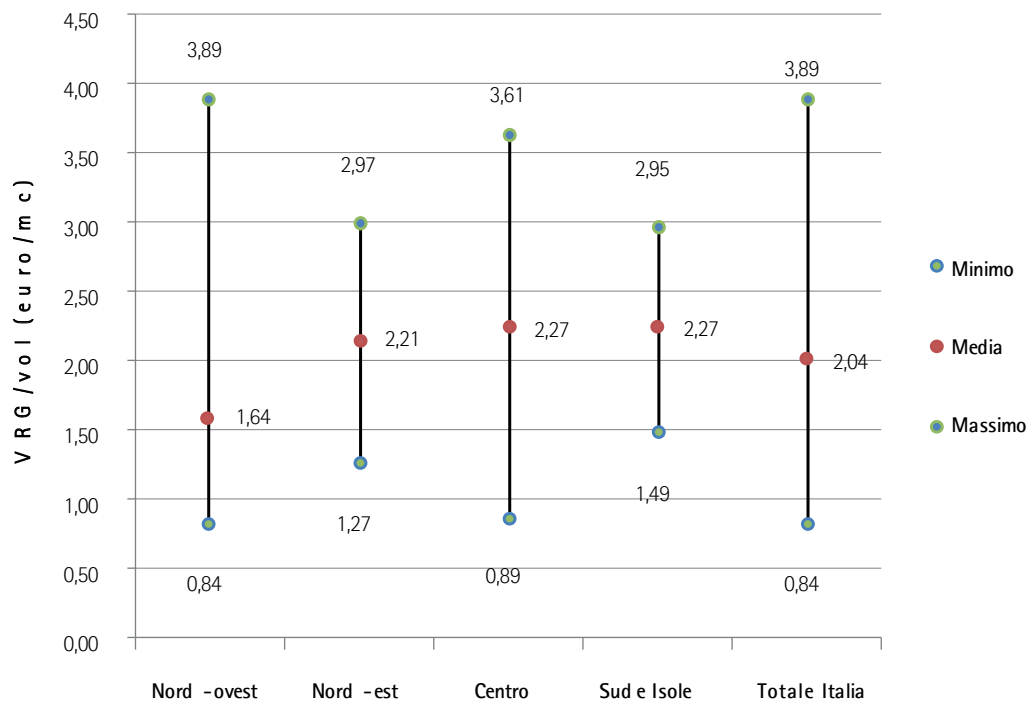
Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.8

Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Variazioni tariffarie e investimenti

Con specifico riferimento al 2017 e nel complesso, i provvedimenti dell'Autorità riguardanti l'approvazione di proposte tariffarie e l'esclusione dall'aggiornamento, portano a quantificare a livello nazionale una variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza del 3,40% rispetto all'anno precedente. Le variazioni registrate nelle diverse aree del Paese sono eterogenee, risultando un incremento medio delle tariffe pari al 4,10% nel Sud e Isole, al 3,86% nel Centro, al 3,53% nel Nord-Est e al 2,62% nel Centro Italia (Fig. 5.9).

Nella *Relazione Annuale 2015*, era stato già sottolineato come gli investimenti quantificati, al netto dei contributi pubblici e in particolare per gli anni 2014 e 2015, evidenziassero una crescita rispetto agli investimenti consuntivati per il biennio 2012-2013; e ancora che nel complesso e con riferimento a circa 2/3 della popolazione nazionale, la spesa per investimenti in infrastrutture idriche fosse passata da 961 milioni di euro nel 2012 a 1,49 miliardi di euro nel 2015, con un incremento complessivo del 55% tra le due annualità considerate⁸.

Sulla base dei dati comunicati dai soggetti competenti per 148 gestori (che erogano il servizio a 50.626.331 abitanti) nell'ambito delle proposte tariffarie per il secondo periodo regolatorio, l'Autorità ha condotto specifici approfondimenti volti ad accertare l'effettiva realizzazione degli investimenti previsti per gli anni 2014 e 2015.

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 pianificato, portando a quantificare il tasso di realizzazione degli interventi programmati nell'81,9% per il 2014 e nel 77,6% per il 2015 (tenuto conto che parte della spesa sostenuta è stata destinata al completamento delle opere classificate come "lavori in corso").

Per quanto concerne le analisi sulle previsioni di investimento nel settore idrico come riportate nel seguito si precisa che, con riferimento alle annualità 2018 e 2019, esse non tengono ancora conto degli effetti conseguenti all'aggiornamento della pianificazione

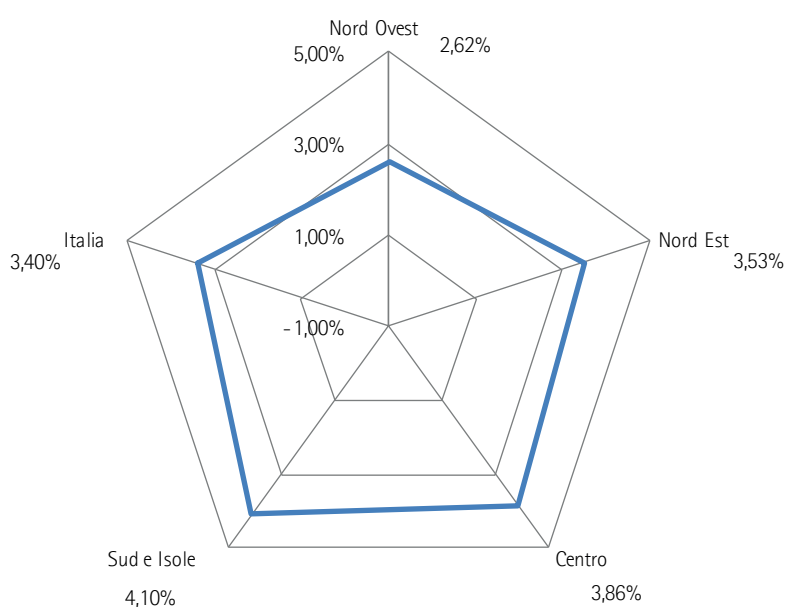


FIG. 5.9

Variazione media per macroarea dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2017
Euro

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

⁸ Per gli anni 2013 e 2014 la spesa per investimenti pianificata risultava, rispettivamente, pari 0,93 miliardi di euro e 1,20 miliardi di euro.

degli interventi (attualmente in corso) che i soggetti competenti sono tenuti ad adottare per recepire, nei pertinenti schemi regolatori, gli obiettivi di qualità tecnica (distinti tra standard specifici, standard generali e prerequisiti) di cui alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, con la quale l'Autorità ha anche introdotto a decorrere dal 2018 obblighi tesi:

- al contenimento delle perdite di rete, con efficace presidio dell'infrastruttura acquedottistica;
- al mantenimento della continuità del servizio, anche attraverso una idonea configurazione delle fonti di approvvigionamento;
- a un'adeguata qualità dell'acqua destinata al consumo umano;
- alla minimizzazione dell'impatto ambientale derivante dal convogliamento delle acque reflue;
- alla minimizzazione dell'impatto ambientale collegato al trattamento dei reflui (linea fanghi e linea acque).

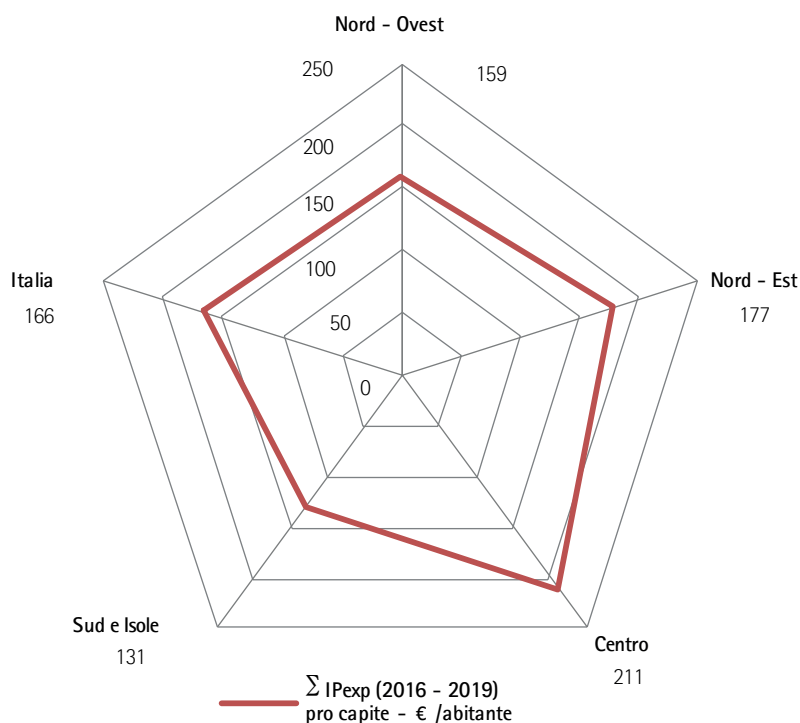
I programmi degli interventi trasmessi all'Autorità ai sensi della delibera 664/2015/R/idr⁹ portano a quantificare, per il quadriennio

2016-2019, una spesa per investimenti da finanziare attraverso tariffa pari a 8,4 miliardi di euro, ciò che equivale a 166 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a 41,5 euro/abitante/anno), con valori pari a 211 euro/abitante nel Centro, a 177 nel Nord-Est, a 159 nel Nord-Ovest. Si confermano, invece, più contenute le risorse destinate dalla tariffa agli interventi infrastrutturali nel Sud e nelle Isole, aree in cui, nel quadriennio considerato, sono stati programmati investimenti pari a 131 euro/abitante. In più occasioni, tuttavia, si è sottolineato come in una serie di realtà analizzate con riferimento a queste aree del Paese, si sia riscontrata una apprezzabile disponibilità di fondi pubblici da destinare alle infrastrutture idriche, ma anche come non sia stato ancora possibile verificare puntualmente l'efficacia di simili previsioni (Fig. 5.10).

Con riferimento allo stesso novero di gestori, che servono 50.626.331 abitanti, e considerando anche disponibilità previsionali di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche per 2,7 miliardi di euro per l'intero periodo, gli investimenti programmati per il quadriennio

FIG. 5.10

Investimenti pro capite netti per macroarea pianificati per il quadriennio 2016-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

⁹ Si considera il campione dei 148 gestori (che erogano il servizio a 50.626.331 abitanti) per i quali la proposta tariffaria è stata trasmessa all'Autorità, ancorché, per taluni di questi, non si sia ancora completato il relativo procedimento istruttorio.

2016-2019 risultano, in termini *pro capite*, pari a 218 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a una spesa annuale per investimenti di 54,5 euro/abitante), con un valore più elevato nel Sud e Isole, pari a 257 euro/abitante per l'intero quadriennio (Fig. 5.11).

Tenuto conto delle previsioni di disponibilità di fondi pubblici, la spesa per investimenti ammonta complessivamente a 11,1 miliardi di euro per il quadriennio, passando da 2,2 miliardi di euro nel 2016 a 2,8 miliardi di euro nel 2017 e a circa 3 miliardi di euro in ciascuna delle annualità 2018 e 2019 (Fig. 5.12).

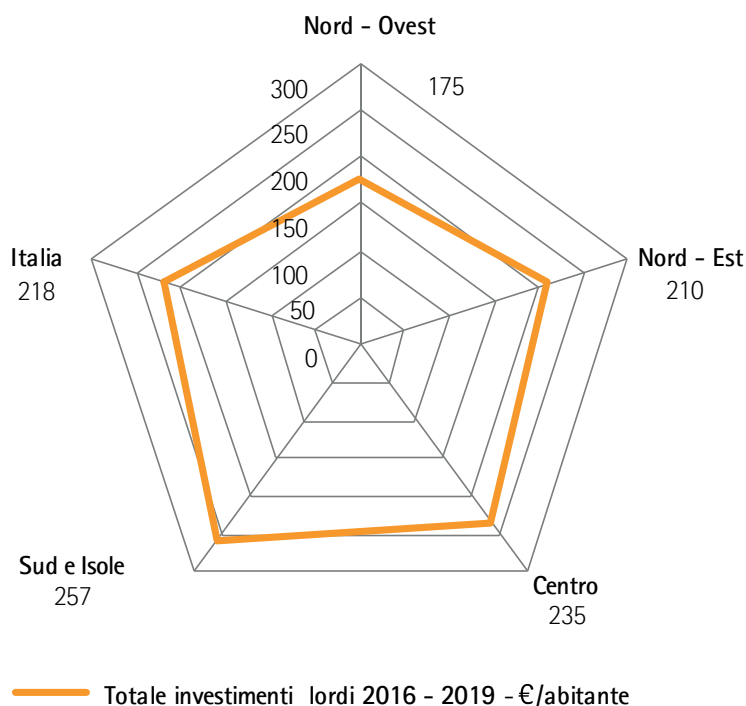


FIG. 5.11

Investimenti pro capite lordi per macroarea pianificati per il quadriennio 2016-2019
Euro

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

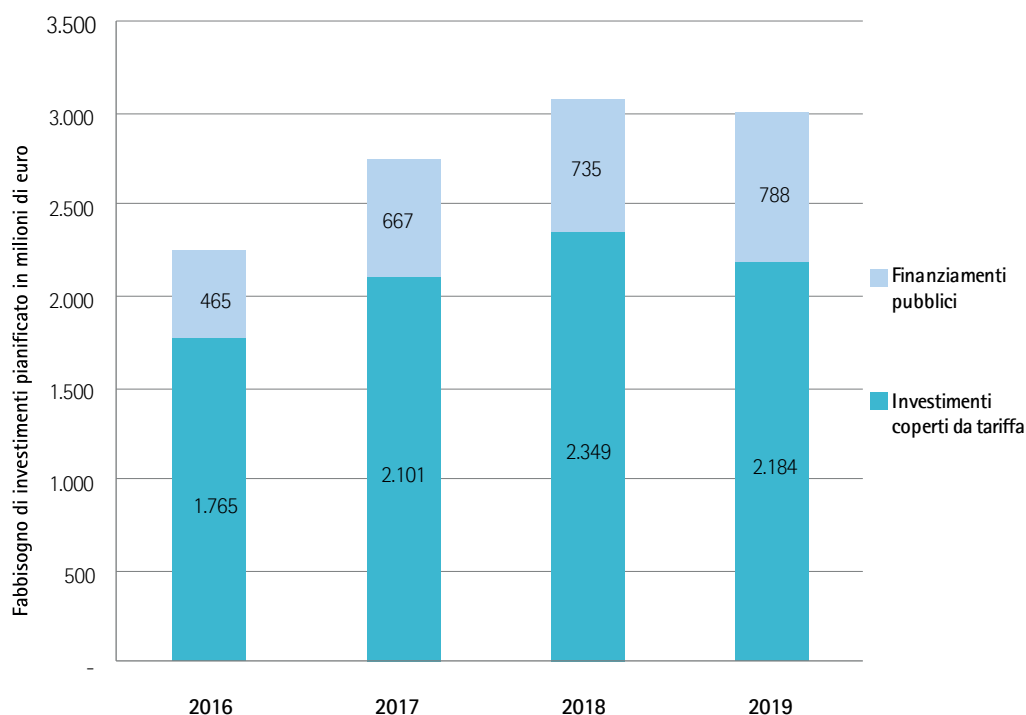


FIG. 5.12

Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2016-2019
Fabbisogno di investimenti pianificato in milioni di €

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

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 12,7 miliardi di euro (corrispondenti a circa 3,2 miliardi di euro in ciascuna annualità del quadriennio).

Alla luce delle richiamate previsioni di investimento – sulla cui effettiva realizzazione l'Autorità effettuerà le necessarie verifiche ai sensi del comma 11.1 dell'Allegato A della delibera 664/2015/R/idr – è possibile condurre una valutazione della RAB del settore idrico comprendente sia quella dei gestori sia quella dichiarata dai cosiddetti proprietari. La figura 5.13 mostra il trend di crescita del valore delle infrastrutture idriche nel periodo 2016-2019: si rileva

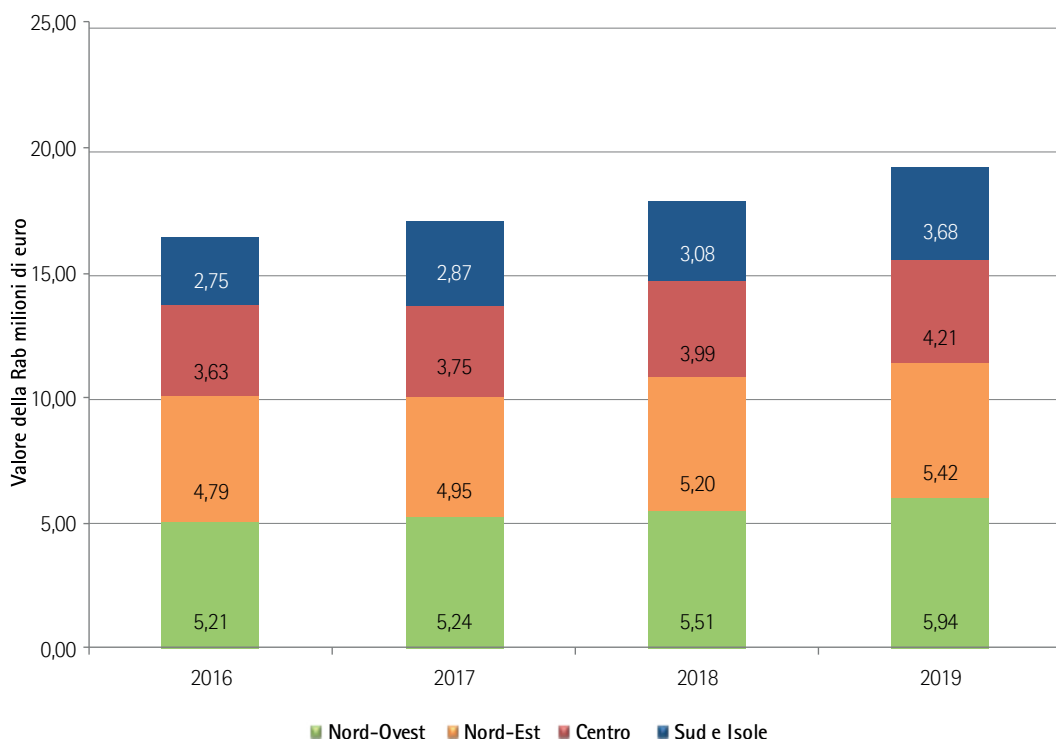
un valore di 16,4 miliardi di euro nel 2016 e un valore di 19,2 miliardi di euro nel 2019, con un incremento del 17,5% a livello nazionale.

Articolazione dei corrispettivi e spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato

Sulla base delle informazioni fornite ai fini della determinazione delle tariffe per il secondo periodo regolatorio, è possibile condurre un approfondimento sulle articolazioni tariffarie definite dagli Enti di governo dell'ambito per gli usi domestici (la percentuale più consistente, oltre il 70%, dei consumi idrici) e sulla spesa sostenuta dall'utenza domestica tipo per il servizio idrico integrato.

FIG. 5.13

Dinamica della RAB nel quadriennio 2016-2019
Miliardi di euro



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.4

Campione di riferimento per l'analisi dei corrispettivi e della spesa media dell'utenza domestica
Numero di bacini tariffari, abitanti e gestioni

AREA GEOGRAFICA	ATO/SUB ATO	POPOLAZIONE	GESTIONI
Nord-Ovest	19	10.387.681	41
Nord-Est	13	8.335.802	31
Centro	13	10.603.327	20
Sud e Isole	14	9.907.962	17
TOTALE	59	39.234.772	109

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

L'analisi condotta sulle strutture dei corrispettivi per l'anno 2017, riferita a un campione di 109 gestioni (considerando per ciascun operatore il bacino tariffario in cui ricade il maggior numero di residenti) riguardanti circa 39 milioni di abitanti (Tav. 5.4) evidenzia una forte eterogeneità dei corrispettivi nel comparto idrico.

Nella generalità dei casi, fino al 2017 – ossia prima dell'entrata in vigore della riforma dei criteri di articolazione tariffaria varata dall'Autorità con delibera 665/2017/R/idr, recante il *Testo integrato corrispettivi servizi idrici* (TICSI) – i corrispettivi praticati alle utenze domestiche residenti sono stati articolati nelle seguenti componenti:

- un corrispettivo fisso, composto dalle quote fisse dei servizi di acquedotto, fognatura e depurazione, indipendente dal consumo ed espresso in euro l'anno;
- un corrispettivo variabile, proporzionale al consumo misurato in metri cubi, e configurato come segue:
 - quota variabile delle tariffe del servizio di acquedotto, articolata in scaglioni di consumo ai quali applicare tariffe unitarie crescenti;

- quota variabile delle tariffe del servizio di fognatura, proporzionale al consumo e non modulata per scaglioni;
- quota variabile delle tariffe del servizio di depurazione, proporzionale al consumo e non modulata per scaglioni.

Per la componente variabile del servizio di acquedotto, la tavola 5.5 evidenzia la differenziazione tra i criteri di articolazione adottati nel determinare le fasce di consumo per l'annualità 2017: in media, la soglia di consumo massimo fatta rientrare nel primo scaglione è pari a 72 m³ (valore compreso tra un minimo di 20 m³ e un massimo di 150 m³), mentre la soglia inferiore di consumo relativa all'ultimo scaglione è pari a 313 m³ (compresa tra un valore minimo di 145 m³ e un valore massimo di 553 m³).

Nella tavola 5.6 sono riportati i valori medi delle tariffe per i singoli scaglioni, che passano da 0,46 euro/m³ per la prima fascia di consumo (variando tra un minimo di 0 euro/m³ e un massimo di 1,22 euro/m³) a 3,3 euro/m³ per l'ultimo scaglione.

	I SCAGLIONE		II SCAGLIONE		III SCAGLIONE		IV SCAGLIONE		V SCAGLIONE
	CLASSE DI CONSUMO		CLASSE DI CONSUMO		CLASSE DI CONSUMO		CLASSE DI CONSUMO		CLASSE DI CONSUMO
	DA	A	DA	A	DA	A	DA	A	DA
Media ponderata della popolazione	0	72	73	146	147	213	214	312	313
Max	0	150	151	300	301	368	369	552	553
Min	0	20	21	48	49	96	97	144	145
Popolazione residente	39.234.772		39.096.185		37.847.442		32.428.917		21.512.744

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

	I SCAGLIONE	II SCAGLIONE	III SCAGLIONE	IV SCAGLIONE	V SCAGLIONE
Media ponderata della popolazione	0,455	0,929	1,534	2,394	3,309
Max	1,216	1,726	3,207	5,596	6,360
Min	0,000	0,217	0,318	0,386	0,386
Popolazione residente	39.234.772	39.096.185	37.847.442	32.428.917	21.512.744

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.5

Volumi degli scaglioni tariffari del servizio di acquedotto nel 2017

Classi di consumo in m³

TAV. 5.6

Tariffe unitarie degli scaglioni del servizio di acquedotto nel 2017

Tariffa unitaria in €/m³

Come sopra anticipato, alle tariffe dei servizi di fognatura e depurazione (Tav. 5.7), in genere, non risultano applicati degli scaglioni di consumo. Le tariffe per il servizio di fognatura nel panel selezionato variano da un minimo di 0,11 euro/m³ a un massimo di 1,02 euro/m³, con una tariffa media di 0,26 euro/m³. Nel servizio di depurazione il valore medio della tariffa applicata si attesta a 0,59 euro/m³, compreso tra un minimo di 0,31 euro/m³ e un massimo di 0,92 euro/m³.

L'eterogeneità dei corrispettivi emerge anche in relazione alla quantificazione della parte fissa (considerando, nel loro insieme, le quote fisse applicate per servizio). Come mostra la tavola 5.8, la parte fissa del corrispettivo praticato alle utenze domestiche per il servizio idrico integrato si caratterizza per una elevata variabilità tra i bacini tariffari considerati, presentando, a fronte di un valore medio di 29,66 euro/anno, un valore minimo di 3,10 euro/anno e un valore massimo di 99,55 euro/anno.

La spesa che un'utenza domestica residente tipo (famiglia di 3 persone, con consumo annuo pari a 150 m³) ha sostenuto nel 2017 può essere ricavata moltiplicando le quote fisse e variabili dell'articolazione tariffaria riferita al 2015 per il moltiplicatore tariffario ϑ

riferito al 2017, che l'Autorità approva in applicazione del Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2).

Considerando il campione di riferimento rappresentato nella precedente tavola 5.4¹⁰, si rileva (Tav. 5.9) che per il 2017 la spesa media annua (comprensiva di IVA al 10%) a livello nazionale risulta pari a 303 euro/anno (ossia 2,02 euro per metro cubo consumato), con un valore più contenuto nel Nord-Ovest (247 euro/anno) e più elevato nel Centro (364 euro/anno). Anche i dati registrati per il 2017 confermano che l'esborso più consistente per l'utenza domestica tipo è rinvenibile proprio nella macroarea del Paese in cui, come illustrato nella precedente figura 5.10, i soggetti competenti hanno programmato, per il periodo 2016-2019, una maggiore spesa pro capite per investimenti da finanziare attraverso tariffa

Come rappresentato anche nella figura 5.14, la bolletta dell'utenza domestica presenta un'elevata variabilità anche nell'ambito della medesima area geografica, riflettendo la già discussa eterogeneità dei costi unitari del servizio evidenziata nella precedente figura 5.8. 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 247 euro/anno, valore compreso tra un minimo di 113 euro/anno e un massimo di 500 euro/anno

TAV. 5.7

Valori dello scaglione tariffario unico di fognatura e depurazione nel 2017
€/m³

	QUOTA VARIABILE FOGNATURA	QUOTA VARIABILE DEPURAZIONE
Media ponderata della popolazione	0,259	0,590
Max	1,019	0,923
Min	0,108	0,309
Popolazione residente	39.234.772	

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.8

Valori della parte fissa del corrispettivo nel servizio idrico integrato nel 2017
€/anno

	CORRISPETTIVO FISSO SII
Media ponderata della popolazione	29,658
Max	99,550
Min	3,103
Popolazione residente	39.234.772

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

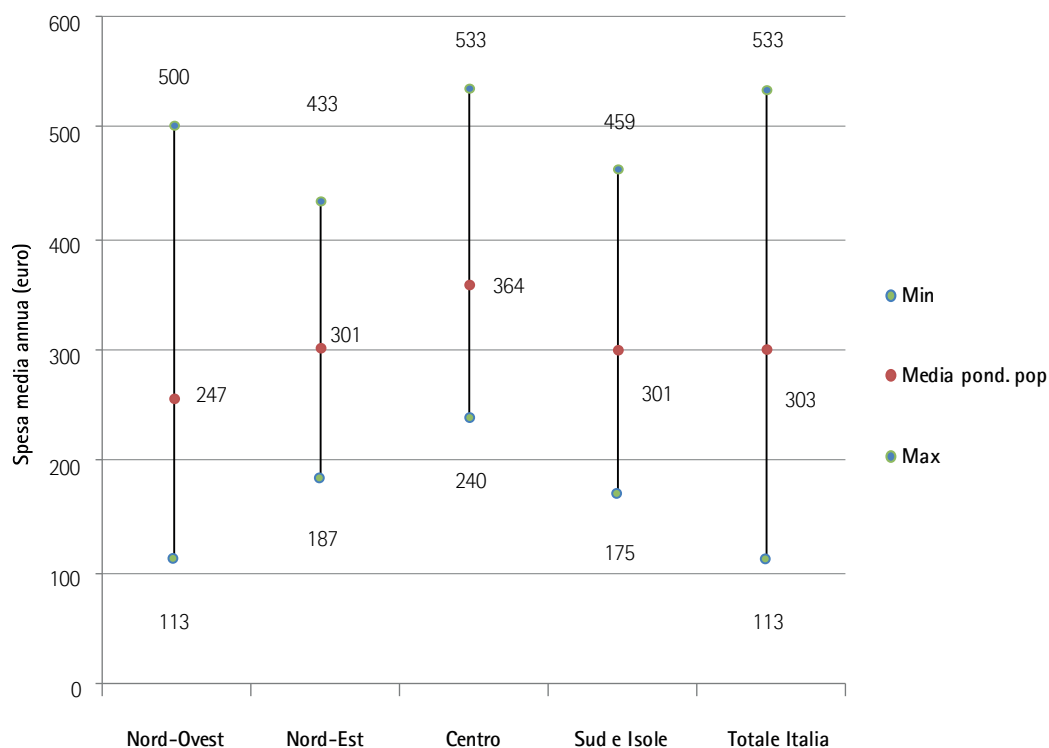
¹⁰ Si tenga conto che per 12 gestioni del campione, che servono una popolazione di 5,5 milioni di abitanti, i moltiplicatori tariffari proposti dal soggetto competente sono ancora in fase di specifica istruttoria ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità.

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA	SPESA UNITARIA
Nord-Ovest	Media ponderata della popolazione	246,6	1,64
	Max	499,8	3,33
	Min	112,8	0,75
Nord-Est	Media ponderata della popolazione	300,5	2,00
	Max	433,1	2,89
	Min	187,4	1,25
Centro	Media ponderata della popolazione	363,8	2,43
	Max	533,2	3,55
	Min	240,2	1,60
Sud e Isole	Media ponderata della popolazione	301,1	2,01
	Max	459,3	3,06
	Min	175,2	1,17
Totale	Media ponderata della popolazione	303,5	2,02
	Max	533,2	3,55
	Min	112,8	0,75

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 m³ (Tav. 5.10), si osserva come il 39% della bolletta idrica sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 119 euro/anno.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta invece e rispettivamente a 39 euro/anno (il 13% del totale) e a 88 euro/anno (con una incidenza del 29%)



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.9

Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2017

Spesa media (inclusa IVA) per consumi annuali di 150 m³; spesa annua in €/anno; spesa unitaria in €/m³

FIG. 5.14

Variabilità della spesa media annua nel 2017
€ per consumi annuali di 150 m³

Al fine di tutelare il diritto all'accesso universale all'acqua ribadito dalla normativa primaria¹¹, l'Autorità (come dettagliato nel Volume II, di questa stessa Relazione) ha varato due provvedimenti: la delibera per la riforma dei corrispettivi applicati agli utenti (TICSI)¹² e la delibera per la disciplina del bonus sociale idrico (TIBSI)¹³. Entrambi sono volti tra l'altro a riordinare i sistemi di agevolazione previgenti, anche alla luce delle direttive emanate con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 ottobre 2016.

Dal 2018, la tariffa agevolata da applicare alla fascia di consumo annuo agevolato (individuato in modo da tener conto della quantità essenziale di acqua di 50 litri/abitante/giorno) deve essere calcolata ai sensi del comma 5.1 del TICSI: detraendo dalla tariffa base¹⁴ l'agevolazione (espressa come percentuale della tariffa base medesima) che ciascun Ente di governo dell'ambito è chiamato a determinare in un intervallo di valori compreso tra il 20% e il 50% della tariffa base. Considerando il range di valori previsto ai fini dell'individuazione dell'agevolazione, si stima che per il 2018 la tariffa agevolata media per le utenze domestiche residenti possa essere compresa tra 0,476 euro/m³ e 0,762 euro/m³. Per rafforzare le tutele riferite alle utenze domestiche residenti in condizioni economico-sociali disagiate, con la delibera 897/2017/R/idr (TIBSI), l'Autorità ha previsto in base alla normativa vigente che ciascun gestore eroghi un bonus sociale idrico a decorrere dall'1

gennaio 2018, calcolato applicando al quantitativo essenziale di acqua (i già citati 50 litri/abitante/giorno, corrispondenti a 18,25 m³/abitante/anno) la tariffa agevolata di cui al citato comma 5.1 del TICSI, tenuto conto della numerosità familiare.

Al fine di identificare i possibili beneficiari del bonus sociale idrico, l'Autorità ha disposto che gli utenti domestici residenti, ovvero i nuclei familiari, in accertate condizioni di disagio economico sociale siano individuati, in coerenza con quanto previsto nei settori dei servizi energetici, nelle utenze domestiche residenti con ISEE fino a 8.107,5 euro, ovvero con ISEE non superiore a 20.000 euro nel caso di famiglie con più di tre figli a carico. È, inoltre, previsto il riconoscimento del bonus sociale idrico agli utenti economicamente disagiati già titolari di Carta Acquisti o ammessi al Reddito di Inclusione.

Per il 2017, il numero di utenze disagiate sul territorio nazionale è stimabile in 1.950.102¹⁵. A tali utenze, sulla base di un numero medio di componenti per utenza pari a 2,4, possono essere associati 4.687.074 abitanti. Dall'esperienza maturata negli altri settori regolati dall'Autorità, è ipotizzabile che il bonus venga richiesto da circa un terzo degli aventi diritto. A titolo esemplificativo, nel settore elettrico, le utenze che hanno fatto richiesta di bonus per l'anno 2017 ammontano a 650.034 (corrispondenti a 1.562.358 abitanti). Pertanto, supponendo che il bonus sociale idrico venga richiesto da un numero di utenze pari a quelle richiedenti l'agevolazione prevista

TAV. 5.10

Componenti della spesa media nel 2017

Spesa in €/anno

	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA	TOTALE SII
Spesa per consumi di 150 m ³ /anno	119,0	38,9	88,4	29,7	27,6	303,5
Incidenza sulla spesa totale	39,2%	12,8%	29,1%	9,8%	9,1%	100%

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

11 Cfr., da ultimo, l'art. 60 della legge 28 dicembre 2015, n. 221 (c.d. Collegato Ambientale), "assicurando agli utenti domestici del servizio idrico integrato in condizioni economico-sociali disagiate l'accesso, a condizioni agevolate, alla fornitura della quantità di acqua necessaria per il soddisfacimento dei bisogni fondamentali.

12 Cfr. delibera dell'Autorità 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr, avente ad oggetto "Approvazione del testo integrato corrispettivi servizi idrici (TICSI), recante i criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti".

13 Cfr. delibera dell'Autorità 21 dicembre 2017, 897/2017/R/idr, recante "Testo integrato delle modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati (TIBSI)".

14 Il TICSI prevede che - nell'ambito delle articolazioni tariffarie rideterminate, a partire dal 2018, secondo i nuovi criteri dal medesimo introdotti - la tariffa base risulti dall'aggiornamento, mediante il moltiplicatore tariffario, del valore dalla stessa assunto nell'articolazione tariffaria previgente, fatta salva la possibilità di specifiche istanze. Ciò - sulla base dei dati sulle tariffe del SII richiamati nei precedenti paragrafi - porta a stimare, per l'annualità 2018, una tariffa base media pari a 0,929 euro/m³.

15 Fonte: Dati INPS, 2017..

per il settore elettrico (ossia 650.034, corrispondenti a 1.562.358 abitanti), si giungerebbe a stimare per l'anno 2018 un importo connesso all'erogazione del bonus sociale idrico compreso tra 13,6 milioni e 21,7 milioni di euro.

Si ritiene utile precisare che se si tenesse conto della complessiva platea di utenti in documentato stato di disagio economico sociale (1.950.102 utenze), l'importo connesso al riconoscimento del bonus risulterebbe compreso tra 40,8 milioni e 65,0 milioni di euro.

Qualità contrattuale del SII

Nel mese di maggio 2018 si è chiusa la seconda edizione della "Raccolta dati qualità contrattuale del SII"¹⁶. Essa ha permesso all'Autorità, nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo ad essa attribuite¹⁷, di effettuare un primo bilancio annuale¹⁸ dei livelli di qualità contrattuale garantiti all'utenza nel corso del 2017 in seguito alla determinazione dei livelli contrattuali minimi, omogenei sul territorio nazionale, effettuata con la delibera 655/2015/R/idr e il relativo Allegato RQSII (*Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato*).

La raccolta ha visto il coinvolgimento anche degli Enti di governo dell'ambito che, in diversi casi, hanno richiesto al gestore il rispetto di standard qualitativi migliorativi e/o aggiuntivi rispetto a quelli fissati dalla regolazione di settore e che, rispetto a tutte le gestioni di competenza, hanno proceduto a verificare i dati dichiarati dai gestori segnalando eventuali inesattezze e/o necessità di rettifiche all'Autorità.

Con tale raccolta sono state acquisite informazioni sulle prestazioni richieste dall'utenza ed eseguite dai gestori con riferimento agli standard fissati dall'RQSII e, laddove presenti, agli standard migliorativi e/o aggiuntivi, riconducibili alle fasi di avvio, gestione e cessazione del rapporto contrattuale.

I dati richiesti sono stati forniti in relazione alle singole Carte dei servizi e riferiti, quindi, nel caso di gestore operante in più ATO, alle singole coppie gestore-ATO, nel seguito definite "gestioni". I dati, inoltre, sono differenziati per le tipologie d'uso, individuate dall'RQ-SII¹⁹ in coerenza con il DPCM 29 aprile 1999:

- uso civile domestico;
- uso civile non domestico (inteso come consumi pubblici, e dunque scuole, ospedali, caserme, edifici pubblici, centri sportivi, mercati, stazioni ferroviarie, aeroporti, ecc.);
- altri usi (relativi ai settori commerciali artigianali e terziario in genere);
- usi industriali che scaricano in pubblica fognatura.

Ai sensi dell'RQSII, gli standard minimi di qualità contrattuale fissati dall'Autorità devono essere garantiti a tutti gli utenti sul territorio nazionale indipendentemente dalle dimensioni e dalla tipologia societaria del gestore; tuttavia l'obbligo di comunicazione dei dati è previsto per i soli gestori che servono più di 50.000 abitanti²⁰ e che hanno un contatto, diretto o indiretto, con l'utenza, ossia i gestori del servizio di acquedotto/distribuzione. Nel caso di gestione separata del SII gli standard di qualità devono essere garantiti sia dal gestore dell'acquedotto, che rappresenta il riferimento diretto

¹⁶ La raccolta ha consentito ai gestori del SII di ottemperare agli obblighi di comunicazione previsti dalla delibera 655/2015/R/idr.

¹⁷ Dal DPCM 20 luglio 2012.

¹⁸ Si evidenzia che nel corso dei mesi di marzo e aprile 2017 era stata effettuata la prima edizione della raccolta dati relativa alla qualità contrattuale del SII, introdotta dall'Autorità con la delibera 655/2015/R/idr ed entrata in vigore a partire dal 1 luglio 2016. Tale raccolta dati, i cui esiti sono stati illustrati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, era relativa al secondo semestre del 2016.

¹⁹ Come specificato all'art. 2 dell'RQSII.

²⁰ Come indicato all'art. 1, comma 2 della delibera 655/2015/R/idr, i gestori di minore dimensione devono registrare tutti i dati e le informazioni rilevanti e possono essere sottoposti a controlli e ispezioni da parte dell'Autorità.

dell'utente per tutte le richieste inerenti il rapporto contrattuale, sia dai gestori del servizio di fognatura e/o depurazione, chiamati a eseguire interventi tecnici su richiesta dell'utente medesimo tramite il gestore del servizio di acquedotto. Sono quindi esentati dall'obbligo di comunicazione i soggetti che operano a monte della fase di distribuzione dell'acqua all'utenza (grossisti) e i gestori che servono fino a 50.000 abitanti. Questi ultimi, complessivamente, servono circa il 12,4% della popolazione residente italiana.

L'Autorità, inoltre, in considerazione dell'impossibilità per alcuni gestori di adempiere a tutte le prescrizioni di qualità contrattuale nei tempi richiesti dall'RQSII in presenza di processi di aggregazione delle gestioni - attuati al fine di ottemperare alla normativa nazionale in materia, attesa la necessità di pervenire all'individuazione del soggetto unico d'ambito superando al contempo le frammentazioni gestionali - ha previsto la possibilità per gli Enti di governo dell'ambito, d'intesa con il gestore, di presentare apposita istanza di deroga dall'applicazione dell'RQSII²¹, fino al 1 luglio 2017.

Come evidenziato nelle istanze pervenute, le deroghe consentono ai gestori di efficientare gli investimenti e gli adeguamenti infrastrutturali e organizzativi indispensabili per gestire e omogeneizzare standard qualitativi spesso molto differenziati tra i soggetti interessati alle aggregazioni, evitando duplicazioni di costo e soluzioni transitorie che verrebbero necessariamente superate al concludersi del percorso di aggregazione.

Nel corso del 2016 e nella prima parte del 2017, l'Autorità ha deliberato 18 deroghe per processi di aggregazione di gestori che complessivamente servono un territorio con popolazione residente superiore agli 8 milioni di abitanti, di cui quasi 5 milioni sono localizzati nell'area Nord-Ovest. Tali valori sembrerebbero confermare il percorso di aggregazione delle gestioni del servizio idrico finalizzato al superamento della frammentazione gestionale che ancora lo caratterizza. La maggior parte dei gestori che ha

ottenuto tale tipo di deroga ha partecipato a questa edizione della raccolta dati²² con riferimento al secondo semestre 2017, contribuendo alla formazione del panel per circa il 16% in termini di popolazione servita.

Si evidenzia infine che alla raccolta dati non hanno partecipato i gestori del SII la cui sede legale o operativa ricade nei comuni danneggiati dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi²³. Tali soggetti, che servono circa il 2,1% della popolazione residente italiana, sono stati derogati dall'applicazione dell'RQSII in ragione del grave danno economico connesso alla particolare situazione emergenziale e in coerenza con le misure adottate dall'Autorità in occasione dei precedenti eventi sismici.

L'analisi riportata nei paragrafi seguenti è stata dunque effettuata su un panel²⁴ composto da 116 gestori - corrispondenti a 145 gestioni - che coprono circa il 76,9% della popolazione residente italiana (circa 45,7 milioni di abitanti), e circa l'89,9% della popolazione servita da gestori tenuti alla comunicazione dei dati ai sensi dell'RQSII. Trattandosi del primo anno di piena applicazione dei nuovi standard di qualità introdotti dall'Autorità, si rileva una partecipazione significativa dei gestori, in crescita²⁵ rispetto al 2016, nel corso del quale l'applicazione della regolazione della qualità contrattuale è stata effettuata in via sperimentale, esclusivamente per il secondo semestre.

Analizzando la distribuzione percentuale del panel nelle diverse aree geografiche (Nord-Ovest, Nord-Est, Centro, Sud e Isole) si rileva (Fig. 5.15) che circa il 54% delle gestioni rispondenti opera nelle regioni del Nord, il 22% nelle regioni del Centro e il restante 24% nelle regioni del Sud e delle Isole. Rispetto alla composizione del panel relativo alla raccolta dati relativa all'anno 2016, descritto nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, si evidenzia una sostanziale stabilità della distribuzione territoriale dei rispondenti, con una ridotta partecipazione degli operatori localizzati al Sud e in modo particolare nelle Isole.

21 Ai sensi dell'art. 3.2 della delibera 655/2015/R/idr gli Enti di governo dell'ambito possono presentare per i gestori per i quali è in corso un processo di aggregazione apposita istanza di deroga dal rispetto degli obblighi di qualità contrattuale del SII.

22 I gestori con deroga ex art. 3.2 della delibera 655/2015/R/idr che hanno risposto alla raccolta dati erogano il servizio a circa il 12,4 % della popolazione .

23 Secondo quanto previsto dall'art. 6 della delibera 810/2016/R/com in deroga alle scadenze fissate dall'art. 1.2 della delibera 655/2015/R/idr, i gestori del SII la cui sede legale o operativa ricada nei comuni danneggiati dagli eventi sismici sono tenuti all'applicazione del RQSII a partire dall'1 gennaio 2019.

24 Complessivamente ha però risposto alla raccolta un insieme di 243 gestori. Tra questi infatti erano 117 gestori che hanno segnalato di essere esentati dalla comunicazione in quanto servono una popolazione inferiore ai 50.000 abitanti, 8 gestori che hanno segnalato di essere esentati dagli obblighi del RQSII in quanto aventi sede legale o operativa nel cratere del sisma del 24 agosto 2016 e successivi, 1 gestore grossista e 1 gestore della depurazione che hanno risposto alla raccolta senza inviare dati.

25 Complessivamente ha risposto alla raccolta relativa al secondo semestre 2016 un insieme di 128 gestori, corrispondenti a 148 gestioni che coprono circa il 70% della popolazione residente italiana (circa 41,4 milioni di abitanti).

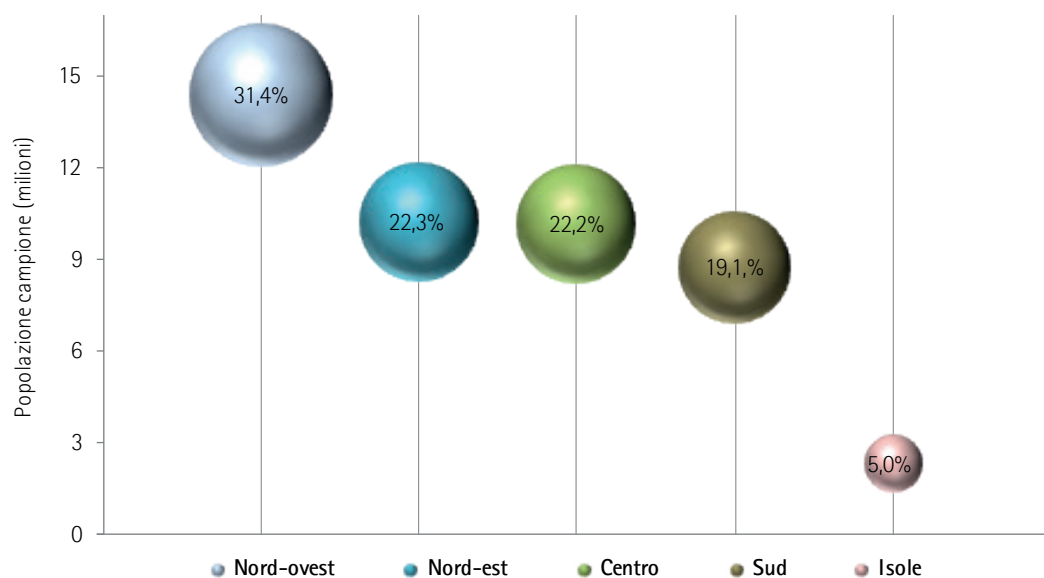


FIG. 5.15

Ripartizione geografica del panel 2017
Popolazione campione in milioni

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSI.

Dal confronto tra la distribuzione geografica della popolazione servita dal panel (Fig. 5.16) e la popolazione residente nelle diverse aree geografiche, si evince che le aree maggiormente rappresentate sono quelle del Nord-Ovest, per le quali la copertura è superiore

al 91% e del Nord-Est con una copertura pari all'89%, mentre il Centro arriva all'87,5%; risulta, invece, particolarmente bassa la popolazione servita dai gestori delle Isole²⁶ e del Sud. Tali dati confermano, da un lato, l'elevato livello di adempimento alle nuove

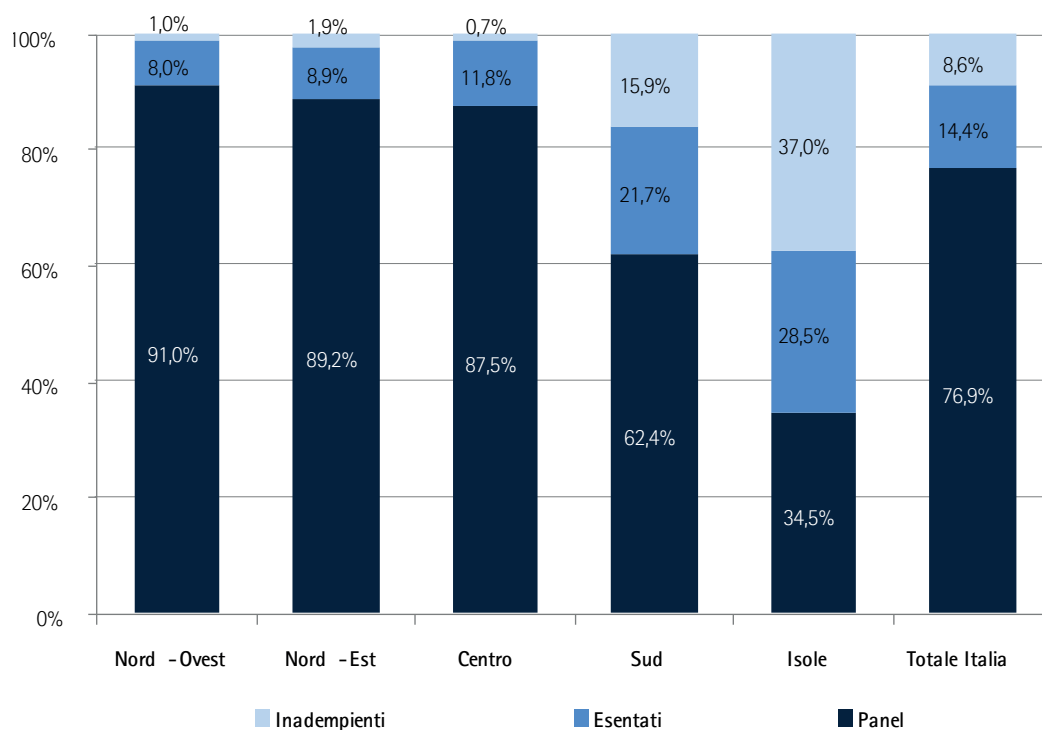


FIG. 5.16

Ripartizione per area geografica della popolazione servita dal panel nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSI.

²⁶ Si segnala che tra i rispondenti non vi è il gestore unico della Sardegna.

prescrizioni dell'Autorità in materia di qualità contrattuale da parte degli operatori del Nord e del Centro e, dall'altro, la mancanza di risposte da parte degli operatori localizzati in alcune aree del Sud e nelle Isole. Tali differenze sono in parte riconducibili anche ai diversi livelli qualitativi di partenza nonché alle differenti caratteristiche organizzative e gestionali dei gestori coinvolti.

Carta dei Servizi

Con la seconda edizione della raccolta dati è stato richiesto ai gestori, e agli Enti di governo dell'ambito, di attestare l'avvenuto aggiornamento della Carta dei servizi sulla base degli standard minimi di qualità contrattuale disposti dalla delibera 655/2015/R/idr. Nella figura 5.17 viene fornita una rappresentazione, per l'Italia e per le singole aree, del livello di aggiornamento della Carta dei servizi, espresso in termini percentuali rispetto alla popolazione servita. L'analisi viene effettuata rispetto al panel dei rispondenti e rispetto alla popolazione residente totale. Dai dati dichiarati dai gestori si evince che circa il 96% della popolazione servita dalle gestioni del panel ha una Carta dei servizi aggiornata. Disaggregando il precedente dato relativo alla media italiana sulla base della ripartizione geografica delle gestioni, si rileva che l'aggiornamento è stato effettuato da tutti i gestori rispondenti del Nord Est e da quasi tutti i

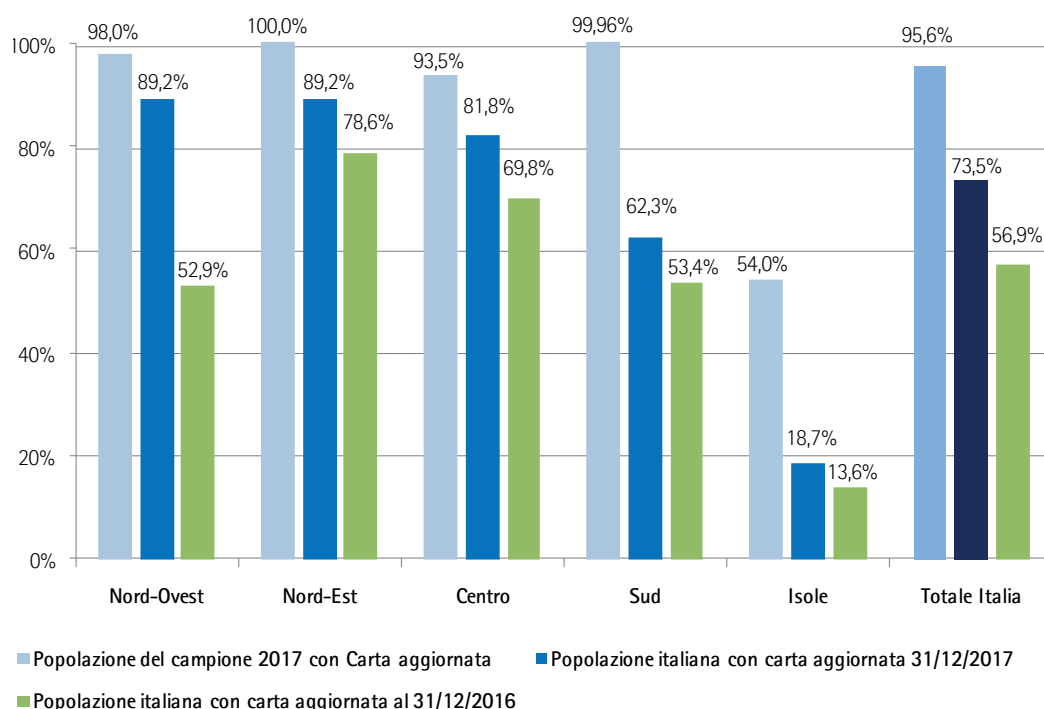
gestori del Sud, del Nord-Ovest e del Centro, mentre risulta essere ancora inadempiente circa il 46% delle gestioni delle Isole. Con riferimento alla popolazione residente totale, sulla base dei dati raccolti, risulta al 31/12/2017 che circa il 73,5% è servita da un gestore con Carta dei servizi aggiornata, dato in crescita rispetto all'anno precedente (56,9%); tale dato, risulta fortemente differenziato a livello territoriale, raggiungendo quasi il 90% al Nord e fermandosi appena al 18,7% con riferimento alle Isole. Tuttavia dai dati e dalle informazioni inviate all'Autorità si evince che in alcuni casi i gestori, pur non avendo concluso l'iter formale per l'aggiornamento della Carta, pubblicano sul proprio sito internet il riferimento all'RQSII garantendo l'applicazione agli utenti.

Nei paragrafi che seguono si illustra l'analisi dei livelli di qualità garantiti all'utenza, con riguardo al rispetto degli standard specifici e generali introdotti dall'Autorità a partire dal 1 luglio 2016 (29 standard specifici, 10 standard generali e 4 ulteriori standard generali, relativi ai servizi telefonici, introdotti a partire dall'1 gennaio 2017), aggregando, laddove non specificato, i dati di tutte le tipologie d'uso. Viene altresì analizzata 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 illustrati in maniera aggregata, distinguendo tra standard specifici e standard

FIG. 5.17

Ripartizione geografica della popolazione servita dal gestore con Carta dei servizi aggiornata



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

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, punti di contatto con l'utenza), con riferimento ai quali i risultati del 2017 vengono confrontati con quelli della prima edizione della raccolta dati, già descritti nella *Relazione Annuale 2017*. Infine, viene analizzato l'impatto economico della regolazione della qualità contrattuale del SII.

Livelli specifici di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Le elaborazioni che seguono sono volte a verificare, relativamente all'anno 2017, il rispetto degli standard specifici di qualità previsti dall'RQSII ovvero riportati nella Carta dei servizi, qualora nella medesima Carta siano fissati standard migliorativi per le prestazioni da assicurare all'utenza. Nella figura 5.18 sono riportate, sia per l'aggregato nazionale che per le singole aree geografiche le percentuali

di rispetto degli standard specifici di qualità afferenti al complesso delle prestazioni²⁷ offerte all'utenza dalle gestioni del panel. I risultati conseguiti sono anche confrontati con quelli dichiarati dai gestori nella raccolta dati relativa all'anno precedente, tenendo conto che il secondo semestre 2016 costituisce il primo periodo di applicazione sperimentale della regolazione vigente in materia di qualità contrattuale.

I dati confermano un buon livello del servizio offerto, con una percentuale di mancato rispetto dello standard pari in media al 5,1%, in lieve contrazione rispetto allo scorso anno (-0,6% circa)

Il confronto tra i diversi livelli di rispetto degli standard specifici per area geografica permette di rilevare un miglior livello del servizio nelle aree del Nord, mentre appare meno soddisfacente il livello di qualità del servizio garantito dalle gestioni del Centro, del Sud e delle Isole. Il confronto con i dati dello scorso anno mostra tuttavia un incremento dei livelli qualitativi garantiti agli utenti delle Isole e un peggioramento del livello garantito agli utenti del Centro. Tale

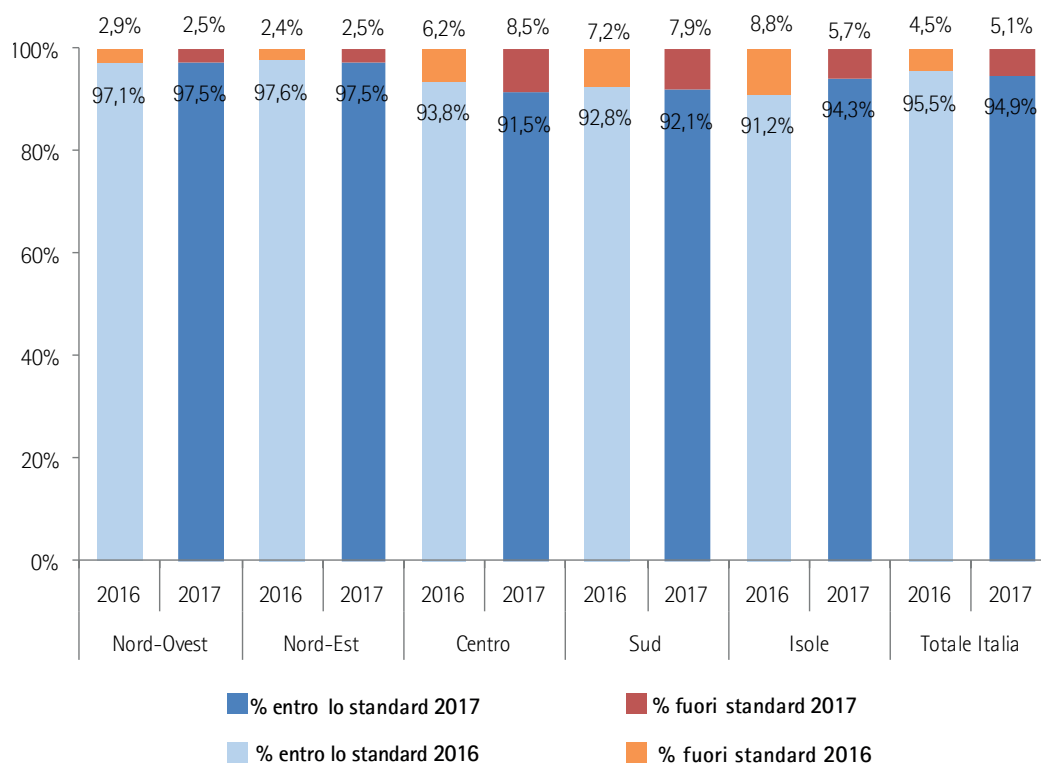


FIG. 5.18

Rispetto degli standard specifici per area

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

²⁷ Dall'analisi vengono esclusi gli standard "periodicità di fatturazione", cui è dedicato uno specifico focus, e "tempo per l'emissione della fattura" che, con circa il 96,5% delle prestazioni eseguite (oltre 51 milioni di prestazioni), influenza eccessivamente il risultato medio e non permette di fornire un'adeguata rappresentazione degli altri 27 indicatori.

peggiore sembra riconducibile alla presenza di numerosi standard migliorativi offerti dai gestori operanti nelle regioni del Centro, che risultano in alcuni casi particolarmente sfidanti, facendo, conseguentemente, registrare livelli di mancato rispetto più elevati rispetto alla media nazionale.

La tavola 5.11 dà il dettaglio delle prestazioni eseguite relativamente a 28 standard specifici, escluso quello relativo alla periodicità di fatturazione²⁸, analizzato nel successivo focus dedicato alla gestione del rapporto contrattuale con l'utenza (standard relativi alla fatturazione). Relativamente ai diversi standard specifici di qualità, un più accurato confronto tra le prestazioni garantite nel corso del 2017 e quelle erogate nel corso del 2016 consente di evidenziare un miglioramento nel livello del servizio per le prestazioni tecniche, come quelle di sostituzione del misuratore malfunzionante, di verifiche sui misuratori e di comunicazione dell'esito delle verifiche,

controbilanciato da un calo del livello qualitativo delle prestazioni legate alla gestione del rapporto contrattuale, quali le risposte ai reclami o alle richieste scritte di informazioni effettuate dagli utenti. Le prestazioni caratterizzate da percentuali di mancato rispetto più elevate sono evidenziate in azzurro nella tavola. Con riferimento ad esse si rileva, tuttavia che, dai dati dichiarati, il mancato rispetto dello standard minimo di qualità previsto dall'RQSII non sembra essere imputabile principalmente al gestore, ad eccezione delle prestazioni relative alla comunicazione dell'esito delle verifiche del misuratore eseguite in laboratorio.

In generale, si riscontrano livelli qualitativi elevati nelle prestazioni che afferiscono principalmente alla gestione del rapporto contrattuale, quali, ad esempio, la rettifica di fatturazione, la preventivazione che non necessita di sopralluogo, l'emissione della fattura, i tempi per l'esecuzione della voltura e della riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità.

TAV. 5.11

Prestazioni eseguite
relativamente agli standard
specifici

INDICATORE	TOTALE PRE- STAZIONI ESEGUITE 2017	% ENTRO LO STANDARD 2017	% FUORI STANDARD 2017 ^(A)	% FUORI STANDARD 2016	VARIAZIO- NE FUORI STANDARD TRA 2016 E 2017	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2017 ^(B)
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	18.457	94,0%	6,0%	14,9%	-8,8%	48,8%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	15.012	96,3%	3,7%	11,5%	-7,9%	80,5%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	2.580	81,8%	18,2%	25,6%	-7,5%	99,1%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	13.072	89,0%	11,0%	17,9%	-6,9%	54,3%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	25.074	90,7%	9,3%	12,9%	-3,6%	79,7%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	1.142	99,3%	0,7%	3,4%	-2,7%	75,0%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	690	94,5%	5,5%	7,6%	-2,1%	97,4%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	1.854	96,8%	3,2%	5,1%	-1,9%	86,7%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	2.233	97,4%	2,6%	3,8%	-1,2%	63,2%
Tempo di attivazione, della fornitura	113.752	90,6%	9,4%	10,4%	-1,0%	69,8%
Tempo di disattivazione della fornitura	192.070	93,0%	7,0%	7,8%	-0,9%	65,9%

²⁸ Lo standard specifico relativo alla periodicità di fatturazione consiste nel 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 - risulta pertanto difficilmente rappresentabile.

Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	89.521	91,5%	8,5%	9,3%	-0,9%	68,4%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	1.721	95,8%	4,2%	4,8%	-0,6%	65,8%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	145.560	96,1%	3,9%	4,1%	-0,3%	76,2%
Tempo per l'emissione della fattura	51.052.557	98,6%	1,4%	1,4%	0,0%	51,9%
Tempo di esecuzione della voltura	420.369	98,4%	1,6%	1,5%	0,1%	65,7%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità	58.233	97,2%	2,8%	2,4%	0,4%	91,0%
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	363	98,1%	1,9%	1,3%	0,6%	71,4%
Tempo di rettifica di fatturazione	36.596	98,1%	1,9%	0,8%	1,1%	89,3%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	154	98,7%	1,3%	0,0%	1,3%	100,0%
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	374.791	95,7%	4,3%	2,6%	1,7%	77,2%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	6.403	93,8%	6,2%	3,9%	2,3%	49,0%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	6.126	90,9%	9,1%	5,3%	3,8%	93,0%
Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	143.843	93,9%	6,1%	2,0%	4,0%	99,5%
Tempo per la risposta a reclami	103.569	90,7%	9,3%	4,9%	4,4%	97,0%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	15.503	90,5%	9,5%	4,2%	5,3%	49,2%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	24.261	84,8%	15,2%	6,6%	8,6%	26,3%
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	249	80,3%	19,7%	0,0%	19,7%	10,2%

(A) Sono evidenziate in azzurro le prestazioni caratterizzate da percentuali di mancato rispetto più elevate.

(B) Percentuale rapportata al totale fuori standard

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Indennizzi automatici

In questo paragrafo è presentata un'analisi sugli indennizzi automatici che i gestori sono tenuti a erogare all'utenza qualora, per cause loro imputabili, la prestazione richiesta dall'utente non venga erogata nei tempi previsti.

Nella figura 5.19 è riportato l'ammontare totale indennizzato nel corso del 2017 per le prestazioni eseguite nel medesimo anno e per quelle eseguite nell'anno precedente (2016), per le quali la prima fattura

utile ai fini dell'erogazione dell'indennizzo è stata emessa nel corso del 2017. Nella stessa figura è anche riportato l'ammontare indennizzato nel primo e nel secondo semestre 2016, prima e dopo l'entrata in vigore dell'RQSII. L'analisi, effettuata per area geografica, consente di evidenziare come la regolazione della qualità contrattuale dell'Autorità, e 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. Nel 2017 sono stati erogati complessivamente

oltre 5 milioni di euro a titolo di indennizzo automatico, cifra ben superiore rispetto a quanto erogato nel corso del 2016²⁹.

Il dato disaggregato per area, tuttavia, evidenzia come l'ammontare di indennizzi erogati risulti ancora molto contenuto nelle aree del Sud e delle isole, aspetto solo parzialmente riconducibile alla scarsa rappresentazione all'interno del panel dei gestori di queste aree.

Nella figura 5.20 viene approfondita l'analisi relativa agli indennizzi automatici per area geografica, concentrando l'attenzione sulla percentuale di indennizzi erogati e sul peso percentuale dei casi con diritto all'indennizzo (che individua il sottoinsieme delle prestazioni fuori standard imputabile al gestore) in rapporto al totale delle prestazioni eseguite. Anche in relazione alla percentuale di indennizzi erogati, il Sud e le Isole esprimono livelli particolarmente bassi soprattutto se raffrontati con quelli afferenti il mancato rispetto degli standard specifici per area geografica (Fig. 5.18). Al Sud, infatti, a fronte di un mancato rispetto degli standard specifici pari al 7,9%, superiore alla media italiana (5,1%), si registra una quota di casi con diritto all'indennizzo automatico in linea con la media italiana (circa

lo 0,9% dei casi) ma una percentuale di indennizzi erogati (0,04%) largamente inferiore a quest'ultima. Con riferimento alle Isole, invece, il peso dei casi con diritto all'indennizzo automatico risulta molto contenuto (0,1%), suggerendo la necessità di approfondire le cause di mancato rispetto dichiarate dai gestori dell'area. Per contro, al Centro, a fronte di livelli di mancato rispetto degli standard più elevati, corrispondono maggiori casi con diritto all'indennizzo automatico (1,21%) e una percentuale più elevata di indennizzi erogati.

Nella tavola 5.12 viene approfondita l'analisi sugli indennizzi, indagando su eventuali differenze per tipologia di utenza.

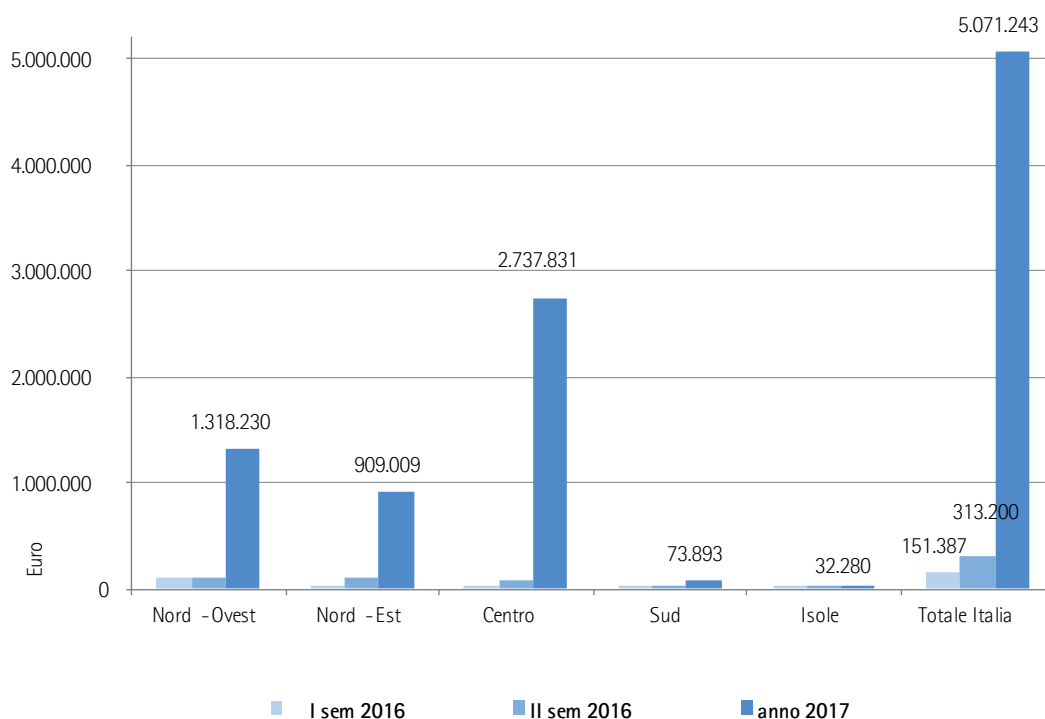
I dati riportati mostrano come l'ammontare medio indennizzato (calcolato sul totale delle utenze del panel) sia più contenuto per l'uso civile domestico, coerentemente con il dato relativo al numero di casi con diritto all'indennizzo automatico per utenza.

In aggregato, inoltre, è possibile notare come il numero di indennizzi erogati nell'anno 2017 sia principalmente riconducibile alle prestazioni eseguite nel 2016, mentre il numero di indennizzi erogati su prestazioni eseguite nel 2017 risulti molto più contenuto rispetto al numero di casi con diritto

FIG. 5.19

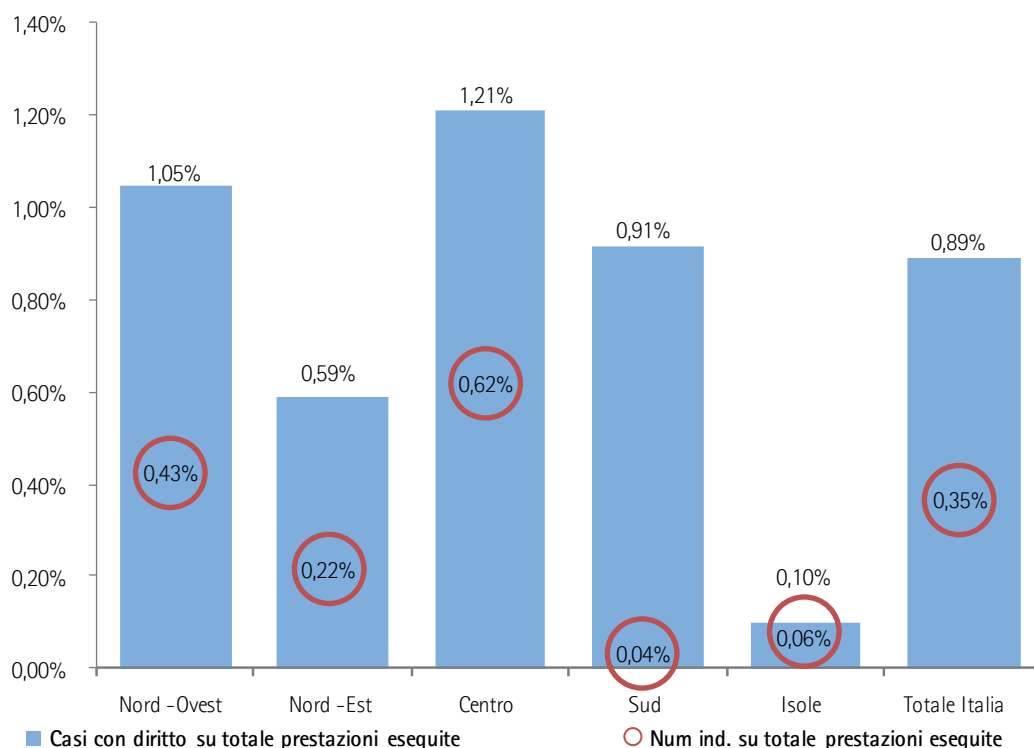
5.19 Totale indennizzato nel 2016 e nel 2017

Euro



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

²⁹ Nel primo semestre del 2016, a fronte di una apposita richiesta scritta da parte dell'utente, sono stati complessivamente erogati 151.387 euro a titolo di indennizzo. Nel secondo semestre 2016, l'ammontare totale indennizzato automaticamente in bolletta (senza apposita richiesta scritta dell'utente che ha subito un disservizio) successivamente all'entrata in vigore dell'RQSII, pur essendo raddoppiato (313.200 euro), è stato abbastanza contenuto, presumibilmente a causa del lag temporale tra il diritto a ricevere l'indennizzo e l'effettiva corresponsione in bolletta dell'indennizzo medesimo.



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

TIPOLOGIA D'UTENZA	ANNO 2017					II SEMESTRE 2016	I SEMESTRE 2016	
	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO/UTENZA	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2017	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2016	TOTALE INDENNIZZATO NEL 2017	TOTALE INDENNIZZATO/UTENZA	TOTALE INDENNIZZATO - II SEM 2016	TOTALE INDENNIZZATO - I SEM 2016
Uso Civile Domestico	337.140	0,026	34.277	109.240	4.048.310	0,31	258.240	125.506
Uso Civile Non Domestico	57.982	0,102	2.213	12.472	385.203	0,68	10.170	11.741
Altri Usi	59.835	0,043	8.877	12.158	571.580	0,41	44.640	14.140
Usi industriali che scaricano in pubblica fognatura	4.759	0,080	1.424	1.662	66.150	1,11	150	
Totale complessivo	459.716	0,030	46.791	135.532	5.071.243	0,34	313.200	151.387

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

all'indennizzo automatico. Si evidenzia quindi un ritardo nell'erogazione degli indennizzi, solo in parte riconducibile alle modalità di accredito dell'indennizzo medesimo (che avviene generalmente con la prima bolletta utile).

Livelli 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 – appare meno soddisfacente

in confronto a quanto emerso relativamente agli standard specifici. Ciò risulta dalla tavola 5.13, nella quale viene fornito il dettaglio delle prestazioni complessivamente eseguite fuori standard dai gestori del panel.

In particolare, solo la metà degli standard analizzati presenta un livello di rispetto pari ad almeno il 90%. Le principali criticità si riscontrano in relazione al tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento, che presenta una percentuale di fuori standard

FIG. 5.20

Casi con diritto all'indennizzo e indennizzi automatici medi per area

TAV. 5.12

Indennizzi automatici per tipologia d'utenza

Numero di casi; indennizzi in €

pari a circa il 15%, e ai tempi di esecuzione degli allacci complessi, con percentuali di mancato rispetto superiori in media al 12%. Per quanto riguarda poi il tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione, si vede che anche se la percentuale di fuori standard per il 2017 è inferiore al 10% (8% circa), esso risulta comunque in aumento rispetto al 2016. Con riferimento al medesimo standard, emerge anche come la percentuale di fuori standard per cause imputabili al gestore si attesti significativamente intorno all'85%.

Resta comunque il fatto che la percentuale di fuori standard per il 2017 risulta generalmente in calo rispetto al 2016. I dati mostrano pertanto un miglioramento nel livello del servizio offerto all'utenza specie per quanto concerne alcune tipologie di prestazioni. In particolare, con riferimento all'indicatore relativo al preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato, si rileva che, sebbene

lo standard ad esso associato mostri una percentuale di rispetto inferiore al 90%, la percentuale di fuori standard risulta ridotta di circa la metà rispetto al 2016 (-11,6%). Si rileva altresì che il mancato rispetto dello standard possa essere imputato al gestore solo in minima parte

Nella figura 5.21, sono riportati i dati relativi alle quote di gestioni che rispettano i singoli standard generali previsti dall'Autorità e/o il livello migliorativo garantito in Carta dei servizi. Suddividendo il panel tra adempienti e inadempienti, si rileva che la quota di gestioni che non raggiungono i livelli garantiti in Carta dei servizi risulta per tutti gli standard superiore al 10%, con picchi del 53% di gestioni inadempienti rispetto ai tempi di preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato e del 43% rispetto ai tempi per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione.

TAV. 5.13

Prestazioni eseguite fuori standard relativamente agli standard generali

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DAL RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2017	% ENTRO LO STANDARD 2017	% FUORI STANDARD 2017 ^(A)	% FUORI STANDARD 2016	VARIAZIONE FUORI STANDARD TRA 2016 E 2017	% FUORI STD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STD NEL 2017 ^(B)
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	15.770	88,8%	11,2%	22,8%	-11,6%	35,0%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	9.942	88,0%	12,0%	17,9%	-5,9%	64,7%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	7.854	90,6%	9,4%	14,3%	-4,9%	85,0%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	34.091	86,8%	13,2%	17,4%	-4,3%	97,9%
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	90%	273.783	89,6%	10,4%	11,5%	-1,2%	99,8%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	332.401	92,2%	7,8%	8,6%	-0,8%	84,7%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	3.350.554	94,9%	5,1%	5,3%	-0,2%	90,2%
Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	95%	53.091	92,9%	7,1%	5,7%	1,3%	84,9%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	64.558	92,3%	7,7%	3,2%	4,6%	86,1%
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	90%	4.683.764	85,3%	14,7%	-	-	86,4%
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	1.527.641	12,26 minuti		12,17 minuti		

(A) Sono evidenziate in azzurro le prestazioni che non raggiungono lo standard.

(B) Percentuale rapportata al totale fuori standard

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Analizzando congiuntamente tale dato con quello della precedente tavola 5.13, è anche emerso che le gestioni di maggiori dimensioni fanno registrare livelli di rispetto degli standard molto più elevati rispetto alle gestioni di minori dimensioni, determinando un incremento della media nazionale.

Nella figura 5.22 vengono 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. L'analisi viene inoltre effettuata ponendo a confronto i dati della seconda edizione della raccolta con quelli relativi al secondo semestre 2016.

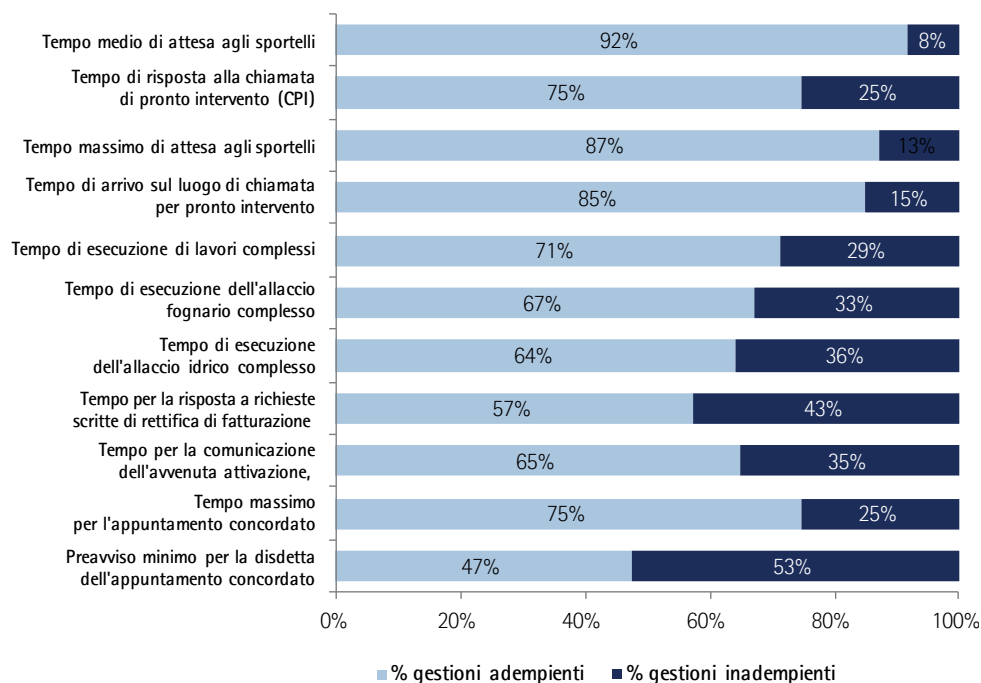


FIG. 5.21

Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

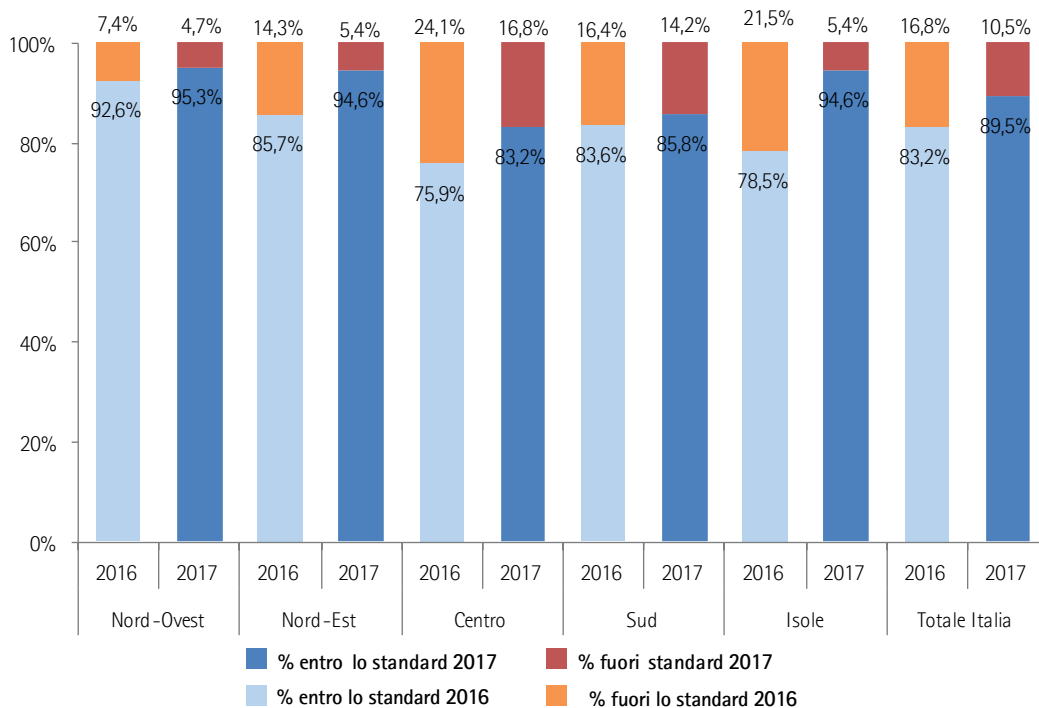


FIG. 5.22

Rispetto degli standard generali per area

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Analogamente a quanto rilevato in relazione agli standard specifici, emerge un miglior livello del servizio nelle aree del Nord, e in particolare del Nord-Ovest, e un più basso livello di qualità del servizio garantito dalle gestioni del Sud. In questo caso, però, il livello peggiore si registra al Centro, con quasi il 17% delle prestazioni eseguite fuori standard, sebbene in miglioramento rispetto al dato relativo al 2016. Emerge inoltre un buon livello del servizio anche con riferimento alle gestioni delle Isole, dove la percentuale di fuori standard per il 2017 (-5,4%, identica a quella fatta registrare dalle gestioni del Nord-Est) risulta in netto miglioramento rispetto al dato 2016 (21,5% delle prestazioni eseguite fuori standard).

Standard migliorativi e standard aggiuntivi offerti all'utenza

Di seguito si analizzano i casi in cui all'utenza viene garantito nella Carta dei servizi uno standard migliorativo o aggiuntivo rispetto a quelli minimi previsti dalla regolazione di settore.

Per quanto attiene all'offerta di standard migliorativi, dall'analisi dei dati si evince che 31 gestioni hanno offerto all'utenza standard specifici e/o generali migliorativi. Nella figura 5.23 si riportano,

suddivise per area geografica, le percentuali di popolazione residente servita da almeno uno standard migliorativo.

Si rileva che, complessivamente, al 27,5% della popolazione italiana è stato offerto almeno uno standard di qualità migliorativo rispetto a quelli fissati dall'Autorità e che le gestioni che offrono tali incrementi nel livello del servizio sono localizzate prevalentemente nell'area del Centro, dove al 73% circa della popolazione residente è garantito almeno uno standard migliorativo.

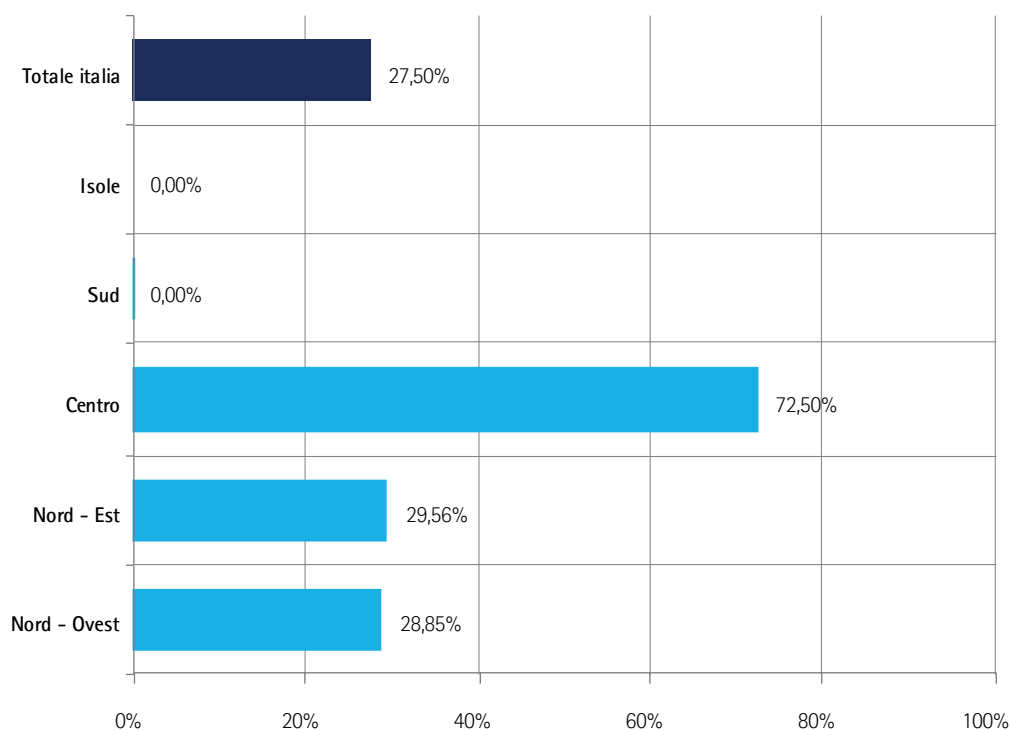
In totale sono stati proposti all'utenza 237 standard migliorativi, sostanzialmente riconducibili alla riduzione dei tempi nell'esecuzione di una determinata tipologia di prestazione; in particolare, è stata garantita in 18 casi (circa il 7,6%) una riduzione del tempo di risposta al reclamo, in 16 casi (circa il 7%) una riduzione del tempo di risposta scritta alla richiesta di informazioni e in 12 casi (circa il 5%) una riduzione del tempo medio di attesa agli sportelli.

In media le 31 gestioni del panel analizzato hanno garantito all'utenza circa 8 standard migliorativi.

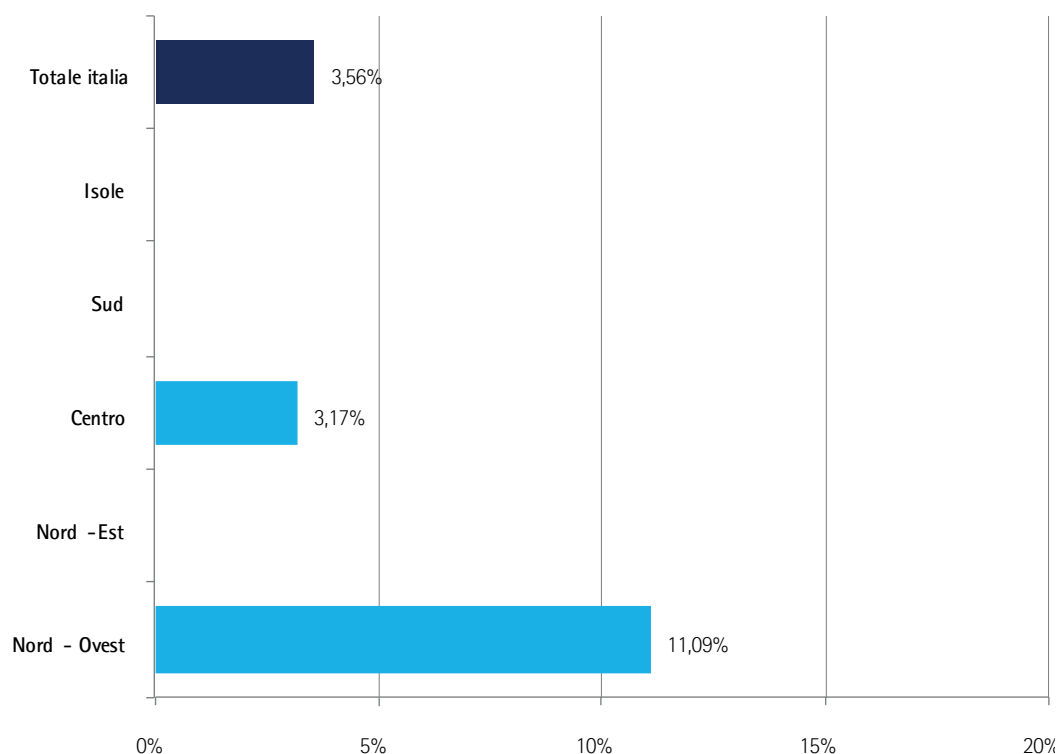
Nella figura 5.24 si riportano le percentuali di popolazione residente italiana, suddivise per area, servita da almeno uno standard aggiuntivo. Esse fanno emergere che gli operatori del Sud e delle Isole, analogamente a quelli localizzati nel Nord-Est, non offrono

FIG. 5.23

Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

FIG. 5.24

Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area

standard aggiuntivi, mentre a circa l'11% della popolazione del Nord-Ovest è offerto almeno uno standard aggiuntivo. In particolare, sono stati fissati standard di qualità per i casi di errata chiusura dell'utenza per morosità, per quelli relativi alla durata di interruzione programmata della fornitura nonché per eventuali mancate letture del misuratore imputabili al gestore.

Complessivamente, meno del 4% della popolazione italiana beneficia di almeno uno standard aggiuntivo di qualità, contro il 12% circa risultante dall'analisi dei dati relativi alla precedente edizione della raccolta (secondo semestre 2016). Il livello più elevato del 2016 era tuttavia dovuto al fatto che alcuni gestori operanti nel Nord-Est e al Centro avevano anticipato al secondo semestre 2016 l'applicazione degli standard di qualità previsti dall'Autorità in tema di servizi telefonici³⁰.

Avvio e cessazione del rapporto contrattuale

Di rilievo sono 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 la preventivazione

degli allacci, standard inerenti i lavori necessari alla loro successiva realizzazione e standard più propriamente afferenti al contratto di fornitura. L'analisi è stata effettuata aggregando i risultati ottenuti complessivamente da tutti i gestori del panel relativamente ai tempi di esecuzione delle prestazioni e offre un raffronto con i livelli raggiunti nel secondo semestre 2016.

Con riferimento ai tempi di preventivazione, questi ultimi sono stati distinti dall'RQSII tra allacciamento idrico e allacciamento fognario e ulteriormente distinti sulla base della necessità di effettuare o meno un sopralluogo. Vengono considerati ai fini della presente disamina 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 seguente figura 5.25, si ricorda che i livelli previsti dall'RQSII sono:

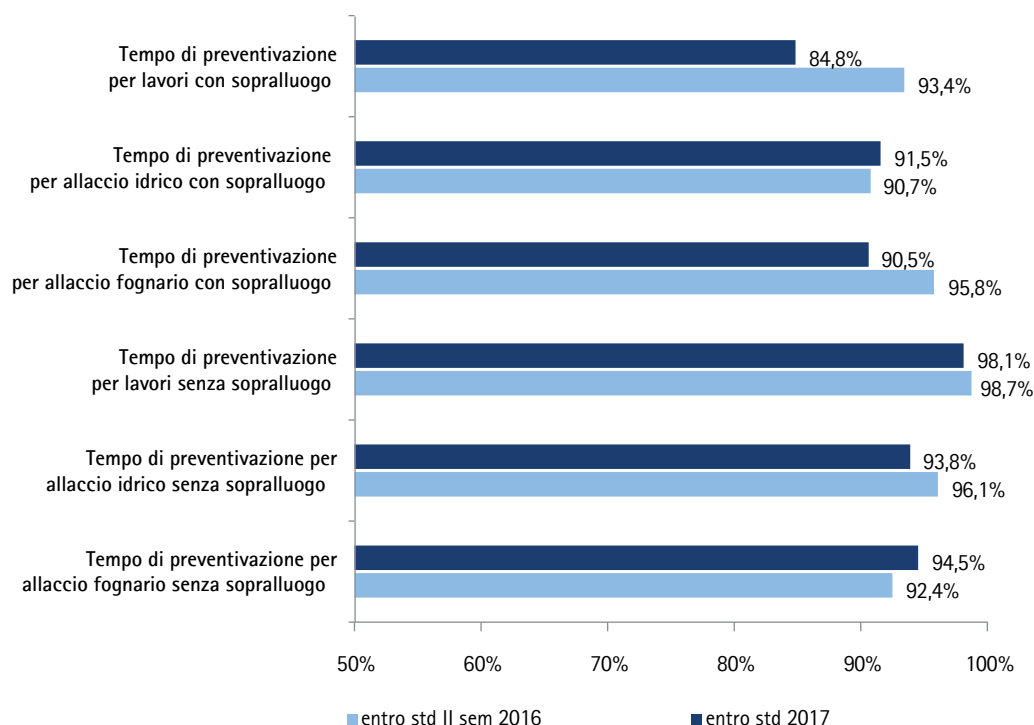
- 10 giorni lavorativi per tutti i preventivi senza sopralluogo;
- 20 giorni lavorativi per tutti i preventivi con sopralluogo.

Per gli indicatori relativi alla preventivazione, si rileva un generalizzato decremento dei livelli di rispetto degli standard tra il secondo

³⁰ Secondo le disposizioni recate dalla delibera 655/2015/R/Idr, gli standard minimi di qualità in materia di servizi telefonici si applicano a partire dall'1 gennaio 2017.

FIG. 5.25

Rispetto degli standard su preventivazione di lavori e allacci nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

semestre 2016 e l'anno 2017; fanno tuttavia eccezione gli standard relativi ai tempi di preventivazione dell'allacciamento idrico con sopralluogo e dell'allacciamento fognario senza sopralluogo.

Approfondendo le motivazioni legate ai due decrementi principali, registrati per il tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo (-8,6%) e per il tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo (-5,3%), emerge che tali decrementi conseguono dal mancato raggiungimento dello standard da parte di alcune gestioni del Centro, che hanno fissato uno standard migliorativo eccessivamente sfidante (15 giorni in luogo di 20), e di alcuni gestori delle Isole non presenti nel panel dello scorso anno. Tuttavia, per tali indicatori il ritardo nell'esecuzione del preventivo non risulterebbe, nella maggioranza dei casi e sulla base di quanto dichiarato, imputabile al gestore.

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, individuandone due tipologie: il lavoro semplice e il lavoro complesso, definiti puntualmente dal medesimo RQSII³¹. Come per la fase di preventivazione, vengono considerati ai fini della presente analisi anche i livelli registrati per i tempi di esecuzione di lavori diversi dagli allacciamenti, sulla base della necessità di effettuare un lavoro semplice o complesso. I livelli previsti dal RQSII per gli standard descritti in figura 5.26, 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 lavori complessi (cui sono legati standard generali – livello minimo di rispetto delle tempistiche pari al 90%).

I livelli di rispetto degli standard relativi agli allacciamenti e ai lavori semplici sono più elevati rispetto a quelli degli allacciamenti e dei lavori complessi. Tra questi ultimi, in particolare, solo l'indicatore tempo di esecuzione di lavori complessi supera in media il livello previsto dal RQSII (90%).

31 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".

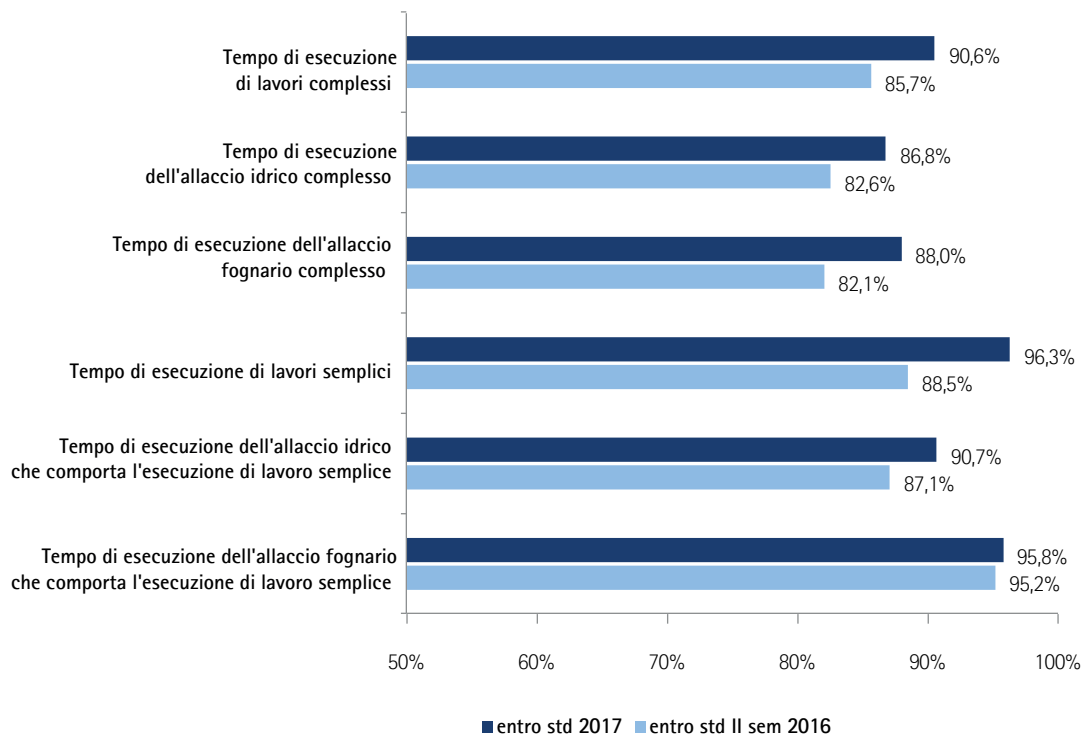


FIG. 5.26

Rispetto degli standard sull'esecuzione di lavori e allacci nel 2016 e nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

Confrontando i dati tra i due periodi presi in considerazione (secondo semestre 2016 e 2017), contrariamente a quanto evidenziato dagli indicatori relativi alla preventivazione, per la fase di esecuzione si registra un sostanziale miglioramento della *performance* in termini di rispetto degli standard tra il 2016 e il 2017; tale miglioramento è mediamente pari a circa il 5%.

Concentrando ora l'attenzione sulle fasi di avvio effettivo del rapporto contrattuale e della successiva cessazione, nella figura 5.27 vengono descritti, con riferimento al secondo semestre 2016 e al 2017, i livelli di rispetto degli standard specifici relativi alle tempistiche massime previste dal RQSII per tali fasi, pari 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.

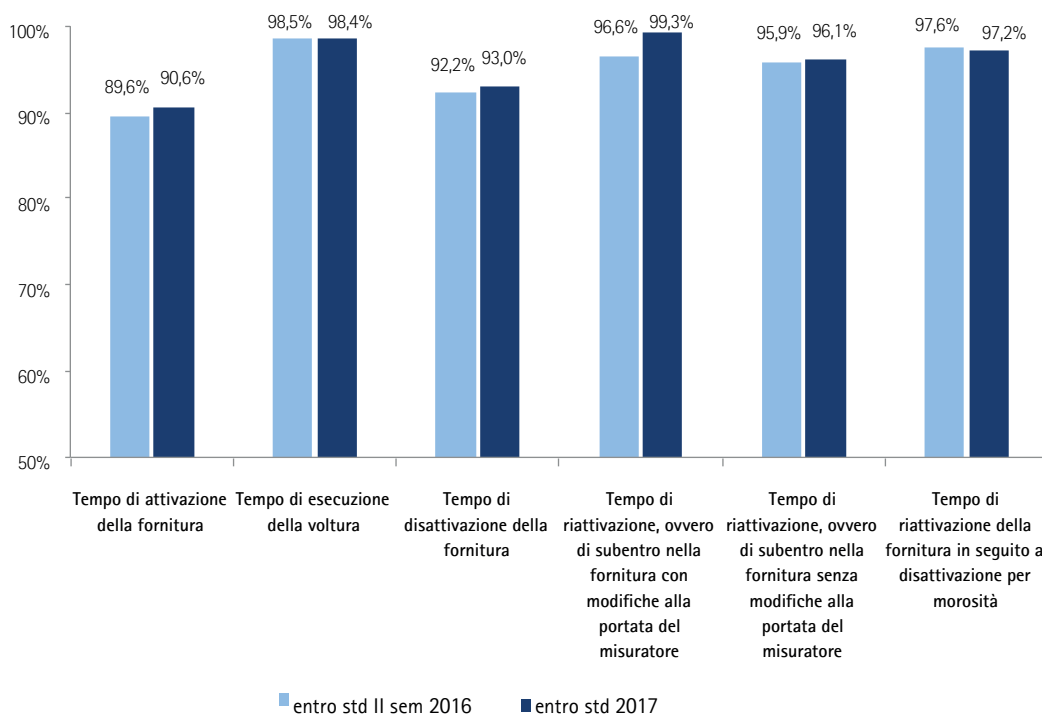
L'avvio del rapporto contrattuale può perfezionarsi tramite l'attivazione di una nuova fornitura (in seguito all'esecuzione di un nuovo allacciamento), tramite il cambio di intestazione di un punto di consegna attivo (voltura) o mediante la riattivazione o il subentro di un punto di consegna esistente ma in precedenza disattivato. Come evidenziato dalla figura 5.27, per gli standard relativi alla fase di avvio del rapporto contrattuale si registrano livelli di rispetto molto elevati (compresi tra il 96,1% e il 99,3%), fatta eccezione per il tempo di attivazione della fornitura, che nel 2017 è avvenuta fuori standard nel 9,4% dei casi.

Per quanto attiene alla chiusura del rapporto contrattuale, e più precisamente con riferimento allo standard relativo al tempo di disattivazione della fornitura, si rilevano margini di miglioramento, dato che il livello di rispetto dello standard raggiunge nel 2017 il 93%.

Il confronto con i livelli registrati nel secondo semestre 2016 permette di evidenziare ancora un generale miglioramento dei livelli di rispetto degli standard riguardanti l'avvio e la chiusura del rapporto contrattuale nel corso del 2017, fatta eccezione per il tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità, che invece mostra una lieve flessione (-0,4%).

FIG. 5.27

Rispetto degli standard su avvio e cessazione del rapporto contrattuale nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

Gestione del rapporto contrattuale - Standard relativi alla fatturazione

Con l'RQSII l'Autorità ha introdotto obblighi di servizio e standard di qualità volti a incrementare la regolarità degli importi mediamente fatturati e la consapevolezza dell'utenza circa gli stessi; in particolare sono stati introdotti i seguenti standard minimi:

- periodicità minima di fatturazione (nel senso di 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).

Incrementando la frequenza (periodicità) al crescere dei consumi, infatti, e assicurando la regolarità del periodo di riferimento e la vicinanza dello stesso (tempo per l'emissione) al momento in cui l'utente riceve la bolletta, si permette una più agevole gestione delle somme dovute, contenendo il rischio morosità.

L'Autorità ha inoltre fissato due standard relativi alla rettifica di fatturazione volti 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, con gli esiti delle verifiche effettuate, e 60 giorni per riaccreditare le somme non dovute. Dei due, in questo paragrafo, viene analizzato il tempo per la rettifica, mentre il tempo per l'invio della risposta alla richiesta di rettifica viene trattato nel successivo paragrafo dedicato, per l'appunto, alle risposte scritte alle richieste dell'utente.

Nella figura 5.28 viene descritto il livello di rispetto degli indicatori del tempo per l'emissione della fattura (da emettere entro il quarantacinquesimo giorno successivo al termine del periodo di riferimento della fattura) e del tempo per la rettifica di fatturazione. Per entrambi gli indicatori si evidenzia un elevato livello di rispetto dello standard garantito all'utenza. Il tempo per l'emissione della fattura è stabile tra il secondo semestre 2016 e l'anno 2017 (98,6%) mentre il tempo di rettifica di fatturazione mostra una lieve flessione pari all'1,1%, con il 98,1% delle rettifiche effettuate nel 2017 entro il sessantesimo giorno.

Di particolare interesse risulta l'andamento dell'indicatore della periodicità di 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;

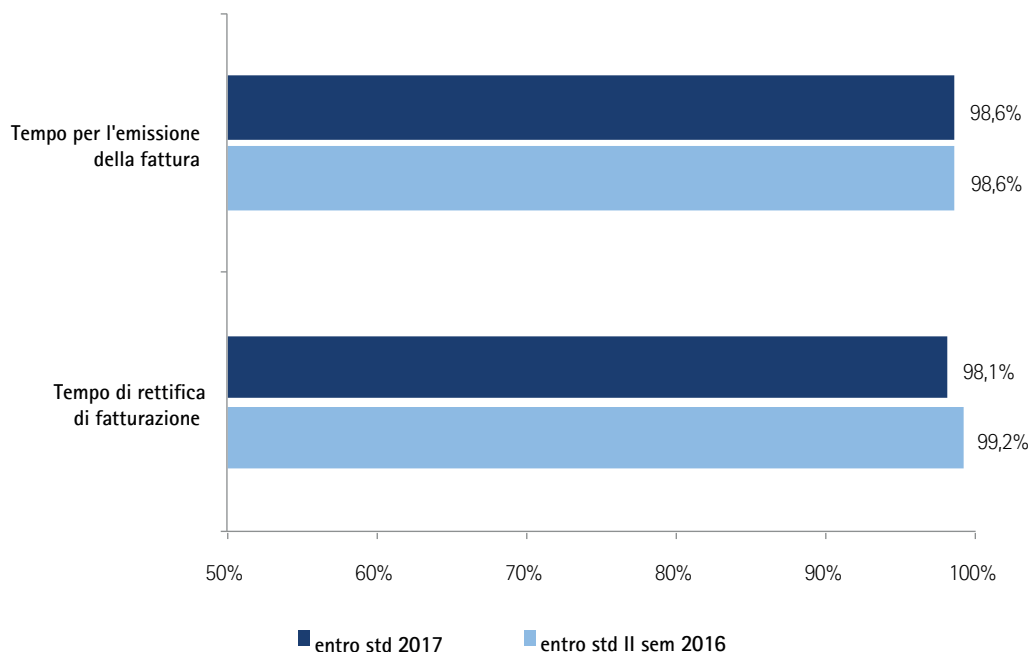


FIG. 5.28

Tempo per l'emissione della fattura e tempo di rettifica di fatturazione nel 2016 e nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSI

- quadrimestrale per consumi medi compresi tra 101 e 1000 m³/anno;
- trimestrale per consumi medi compresi tra 1001 e 3000 m³/anno;
- bimestrale per consumi medi superiori a 3000 m³/anno.

tipologia d'uso. In ciascun istogramma, riferito al livello di rispetto per una data periodicità garantita e una data tipologia d'uso, viene rappresentata anche la quota di utenze che, sulla base dei consumi medi, ha diritto alla data periodicità minima di fatturazione. Nella stessa figura 5.29 è rappresentato anche il livello di rispetto della periodicità mensile, che un solo gestore prevede quale standard migliorativo per i consumi medi superiori a 3000 m³/anno.

Nella figura 5.29 vengono presentati i livelli di rispetto dello standard associato al menzionato Indicatore, differenziandoli per

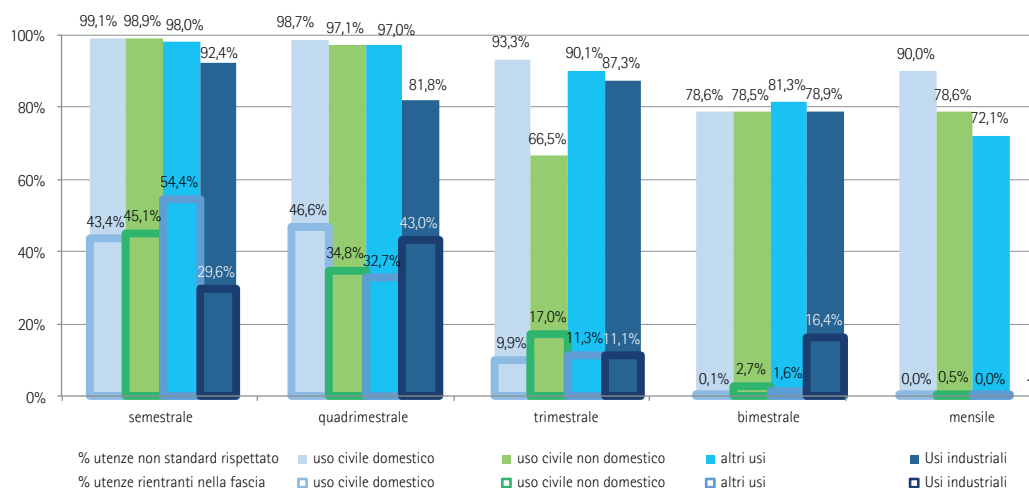


FIG. 5.29

Rispetto dello standard di periodicità di fatturazione nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSI

Per tutte le tipologie di utenza si evidenzia un andamento decrescente dei livelli di rispetto dello standard al crescere della periodicità di fatturazione garantita.

Gli usi civili domestici mostrano livelli di rispetto dello standard più elevati per tutte le frequenze di fatturazione, fatta eccezione per la fascia bimestrale, nella quale però rientra solo lo 0,1% di tali utenze; il 90% delle utenze civili domestiche, infatti, ha diritto a una periodicità minima semestrale o quadrimestrale (rispettivamente 43,4% e 46,6%), che viene rispettata nella quasi totalità dei casi. Si registrano, per contro, bassi livelli di rispetto per la fascia bimestrale, per la quale tutte le tipologie di utenza, ad eccezione degli "altri usi", non raggiungono l'80%.

Gestione del rapporto contrattuale – Appuntamenti, misuratori e pronto intervento

Nella gestione del rapporto contrattuale, l'utente può avere la necessità di fissare un appuntamento con il gestore per effettuare verifiche sugli impianti, ad 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:

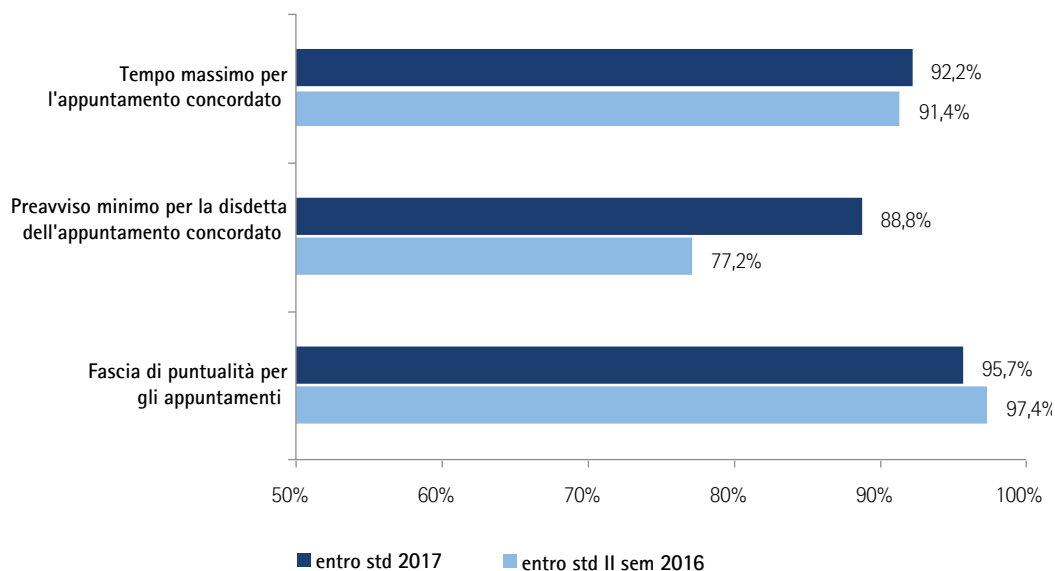
- tempo massimo per l'appuntamento concordato pari a 7 giorni, da rispettare in almeno il 90% dei casi;
- preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato non inferiore a 24 ore, da rispettare in almeno il 95% dei casi;
- fascia di puntualità per gli appuntamenti, non superiore a 3 ore.

I livelli di rispetto degli standard associati a tali indicatori, registrati nel secondo semestre 2016 e nel 2017, sono esposti nella figura 5.30. La fascia di puntualità per gli appuntamenti mostra livelli di rispetto dello standard elevati, pari al 95,7%, pur mostrando una leggera flessione rispetto al secondo semestre 2016 (97,4%). Per contro, si registrano livelli non soddisfacenti per il preavviso minimo di disdetta dell'appuntamento concordato, che nell'11,2% dei casi è stato comunicato nelle ultime 24 ore antecedenti l'appuntamento (contro il 5% massimo previsto dallo standard generale, oltre il quale lo stesso è considerato non rispettato). Tuttavia, per tale indicatore, si registra un notevole miglioramento rispetto al secondo semestre 2016, quando il preavviso all'utenza era stato comunicato nelle ultime 24 ore nel 22,8% dei casi.

Ponendo l'attenzione alle problematiche tecniche che si possono verificare per insufficienza di pressione o malfunzionamenti del

FIG. 5.30

Rispetto degli standard sugli appuntamenti nel 2016 e 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

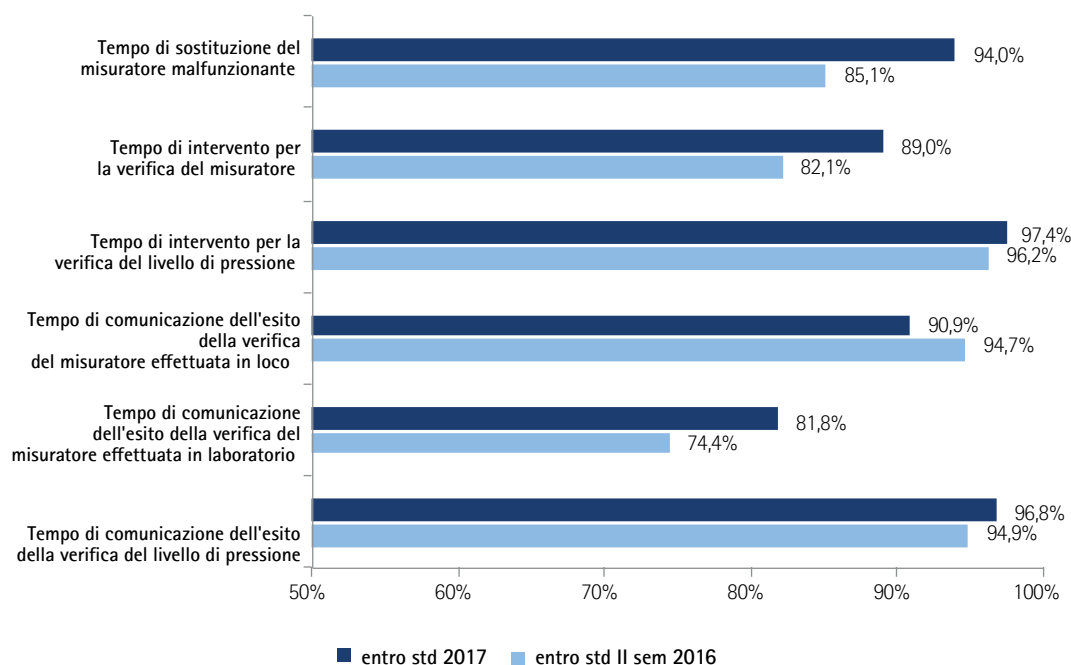


FIG. 5.31

Rispetto degli standard su misuratori e livello di pressione nel 2016 e nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

misuratore, si ricorda che l'RQSII ha previsto livelli minimi che i gestori devono garantire all'utenza per le tempistiche sia di intervento sia di comunicazione, 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 suddette verifiche (30 in caso di verifica del misuratore in laboratorio);
- 10 giorni lavorativi per la sostituzione del misuratore non funzionante.

Anche con riferimento a tali indicatori si è rilevato un generale incremento della *performance* in termini di rispetto degli standard garantiti tra il secondo semestre 2016 e il 2017 (Fig. 5.31). Fa eccezione il livello medio espresso per l'indicatore del tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco, con un decremento pari al 3,8% (dal 94,7% al 90,9%). Con riferimento all'indicatore previsto per la comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio, si registra un livello elevato di mancato rispetto, che supera il 18% nel 2017. Tuttavia tale indicatore mostra anche un miglioramento sostanziale rispetto al secondo semestre 2016, periodo nel quale il mancato rispetto dello standard superava il 25%.

Si evidenzia, per contro, un elevato grado di rispetto degli standard previsti per la verifica del livello di pressione, sia per quanto riguarda i tempi di intervento per la verifica (97,4%), sia per quanto riguarda i tempi di comunicazione dell'esito della stessa (96,8%).

L'RQSII ha previsto due ulteriori standard generali in relazione al pronto intervento, in particolare:

- "tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento in caso di pericolo"³² (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 5.32 vengono descritti i livelli raggiunti nel 2017 dai citati standard. Il raffronto con il dato relativo al secondo semestre 2016 è stato effettuato solo per il tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, poiché lo standard relativo al servizio telefonico di pronto intervento è entrato in vigore a partire dall'1 gennaio 2017. Quest'ultimo mediamente mostra un livello di rispetto inferiore a quello previsto dallo standard, visto che quasi il 15% delle chiamate ha ricevuto risposta dall'operatore oltre il centoventesimo secondo.

Anche l'indicatore relativo al tempo medio di arrivo sul luogo di chiamata non riesce a raggiungere lo standard del 90% (ma solo per lo

³² Come previsto dall'art. 33 dell'RQSII, lo standard sul 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 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.

0,4%) e mostra inoltre un lieve miglioramento rispetto al livello registrato nel secondo semestre 2016 (+1,1%).

Punti di contatto - Sportello fisico e telefonico

Al fine di favorire la comunicazione tra utente e gestore, l'Autorità ha previsto con l'RQSII precisi obblighi relativamente alla diffusione minima e agli orari di apertura degli sportelli fisici, nonché appositi standard di qualità per i tempi di attesa. In particolare, sono stati previsti i seguenti standard di tipo generale:

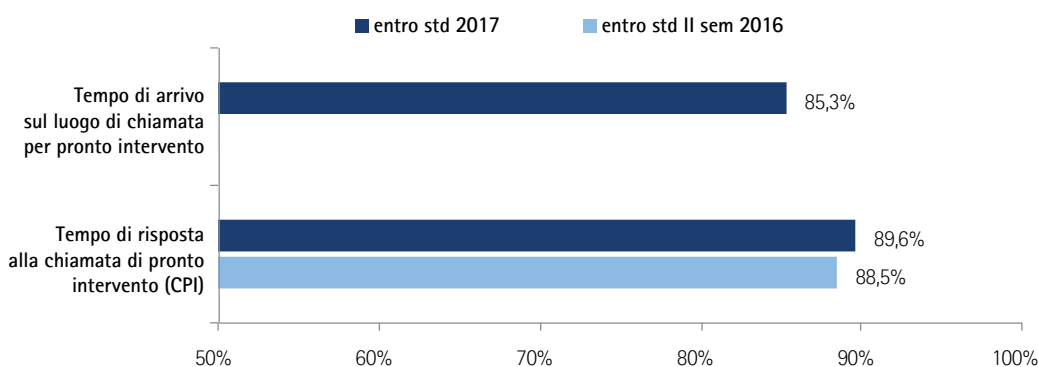
- tempo medio di attesa pari a 20 minuti;

- tempo massimo di attesa pari a 60 minuti (nel 95% dei casi).

Nel secondo semestre 2016 e nel 2017, entrambi gli standard mostrano livelli stabili (Fig. 5.33). In più, il tempo medio di attesa risulta essere abbondantemente al di sotto del livello massimo consentito (è infatti pari a circa 12,2 minuti con riferimento alle annualità considerate), mentre poco più del 5% degli utenti è stato accolto allo sportello dopo aver atteso oltre sessanta minuti. La stabilità dei livelli di questi due standard sembrerebbe indicare anche la stabilità degli accessi agli sportelli fisici e quindi del grado di preferenza per questo canale di contatto.

FIG. 5.32

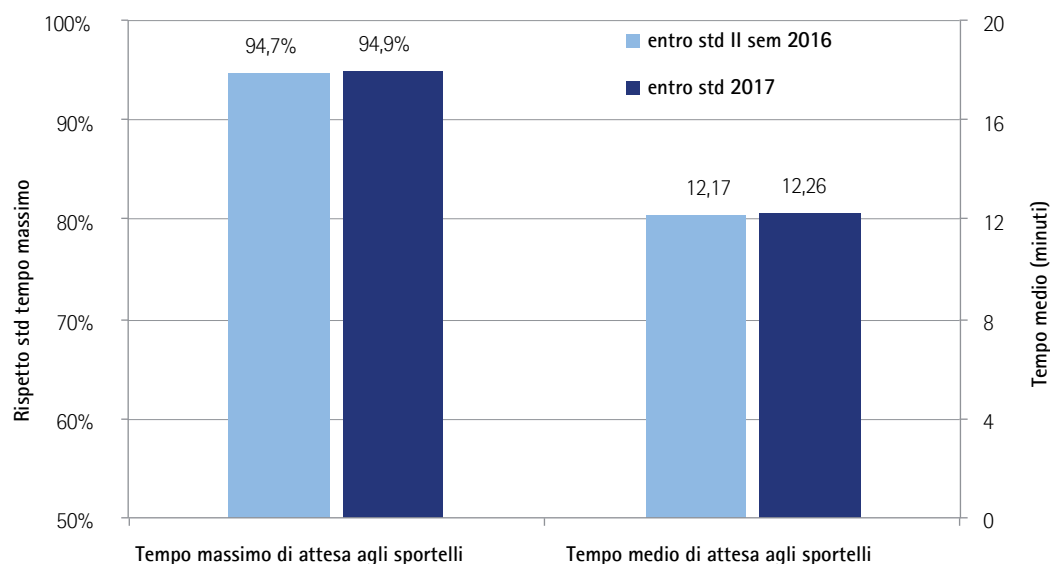
Rispetto degli standard sul pronto intervento nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

FIG. 5.33

Rispetto degli standard sui tempi di attesa agli sportelli nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

In coerenza con i settori dell'energia elettrica e del gas, con l'RQ-SII sono stati introdotti obblighi riguardanti il servizio telefonico di assistenza all'utenza, prevedendo che esso sia organizzato come call center in grado di registrare le *performance* riguardanti i tre standard di qualità contrattuale previsti:

- 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 di conclusione della chiamata, in caso di rinuncia 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 operatore o che sono state reindirizzate dai sistemi automatici a un operatore. L'indicatore LS deve essere pari o superiore all'80%.

Ciascuno dei tre standard è verificato mensilmente e si considera rispettato se la verifica è superata per almeno 10 mesi su 12³³.

Nella figura 5.34 sono riportati gli esiti dell'analisi sui livelli di rispetto degli standard dei servizi telefonici, effettuata per area geografica. In particolare, viene riportata 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 ha rispettato lo standard.

L'analisi permette di evidenziare che:

- la percentuale di gestioni del campione è stabilmente inferiore rispetto alla quota di popolazione del campione, evidenziando che le gestioni che mostrano *performance* migliori sono quelle di più grandi dimensioni, verosimilmente attrezzate con call center migliori;
- lo standard più difficile da rispettare risulta essere quello del livello del servizio telefonico, dato che in media il 75% circa della popolazione del panel è servita da un gestore che riesce a rispettarlo; per contro lo standard del tempo medio di attesa risulta più facilmente raggiungibile, dato che risulta rispettato per quasi il 90% della popolazione del panel;

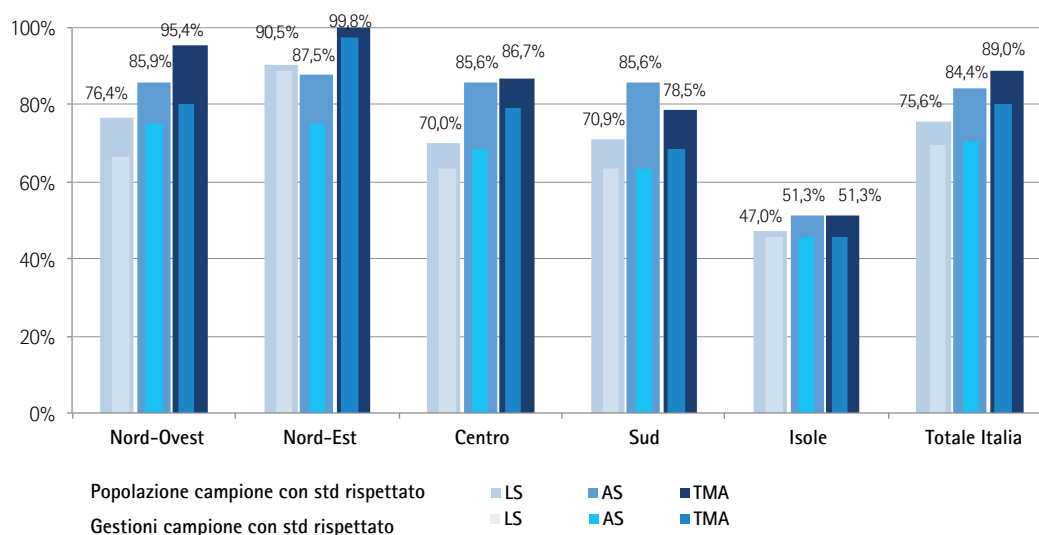


FIG. 5.34

Rispetto dello standard sul Call center nel 2016 e nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSI

³³ Con riferimento ai gestori che, avendo ottenuto ai sensi dell'art. 3.2 della delibera 655/2015/R/idr la deroga dall'applicazione delle disposizioni in materia di qualità contrattuale, hanno applicato l'RQSI a partire dal 1 luglio 2017, lo standard è stato considerato rispettato se la verifica è stata superata per almeno 5 mesi su 6.

- con riferimento alla distribuzione geografica, i gestori delle Isole mostrano livelli poco soddisfacenti di rispetto degli standard (appena il 50% circa) mentre al Nord-est si registrano i livelli più elevati; al riguardo, si evidenzia che il Nord-Est è l'unica area nella quale lo standard del livello del servizio telefonico mostra un buon grado di rispetto (90,5% della popolazione è servita da un gestore che rispetta lo standard) e dove lo standard del tempo medio di attesa risulta rispettato nella quasi totalità dei casi.

Risposte alle richieste scritte

Con riferimento alle risposte alle richieste scritte dell'utenza, con l'RQSII sono stati confermati i livelli minimi previsti dal DPCM 29 aprile 1999, prevedendo per i reclami e le richieste scritte di informazioni uno standard specifico pari a 30 giorni; è stato inoltre introdotto uno standard di tipo generale per il tempo di risposta alla rettifica di fatturazione, da inviare all'utenza entro 30 giorni in almeno il 90% dei casi.

I tre indicatori considerati mostrano una contrazione dei livelli di rispetto nell'arco temporale considerato (Fig. 5.35). Nel 2017, infatti,

il 90,7% dei reclami ha trovato risposta entro il trentesimo giorno (contro il 95,1% di casi di rispetto del secondo semestre 2016), mentre le richieste scritte di informazioni cui è stata data risposta entro il trentesimo giorno risultano pari al 93,9% del totale nel 2017 (contro il 98% nel secondo semestre 2016). Solo il tempo di risposta alle richieste scritte di rettifica di fatturazione mostra una contrazione più contenuta, passando dal 94,3% di rispetto del 2016 al 92,9% del 2017.

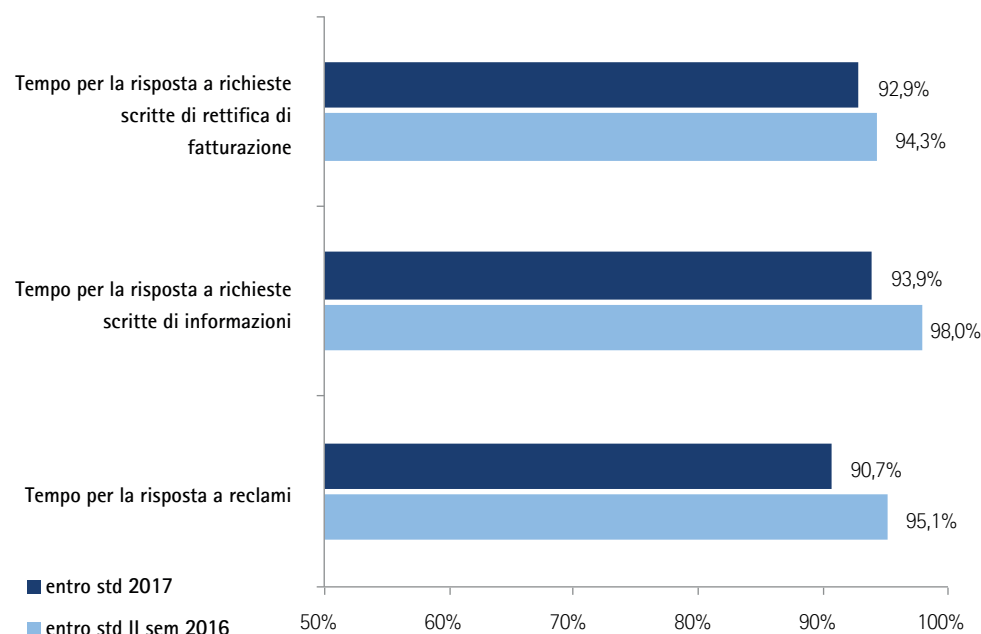
Il conseguente approfondimento dell'analisi ha puntato sulla disaggregazione per area geografica dei livelli di rispetto dei singoli indicatori.

Con riferimento al tempo di risposta ai reclami (Fig. 5.36) emerge che, in un quadro piuttosto differenziato, il Sud si distingue per un peggioramento della *performance* molto accentuato, dal 99,2% del 2016 al 71,8% nel 2017, che pesa molto nella riduzione del livello di rispetto dell'intero campione³⁴.

Anche con riferimento al tempo di risposta alle richieste scritte di informazioni (Fig. 5.37), emerge un quadro differenziato tra le diverse aree geografiche. Per tale indicatore, la media nazionale è abbassata dal peggioramento della *performance* del Centro³⁵.

FIG. 5.35

Rispetto degli standard sulle risposte scritte nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

³⁴ In particolare uno dei principali gestori del Sud ha evidenziato un notevole calo della performance in relazione ai reclami scritti.

³⁵ Il risultato del Centro è fortemente influenzato dalla performance negativa nel 2017 di alcune gestioni di dimensioni rilevanti, un paio delle quali aveva fissato uno standard migliorativo, evidentemente eccessivamente sfidante, come già riscontrato per gli standard relativi alla preventivazione di lavori e allacci.

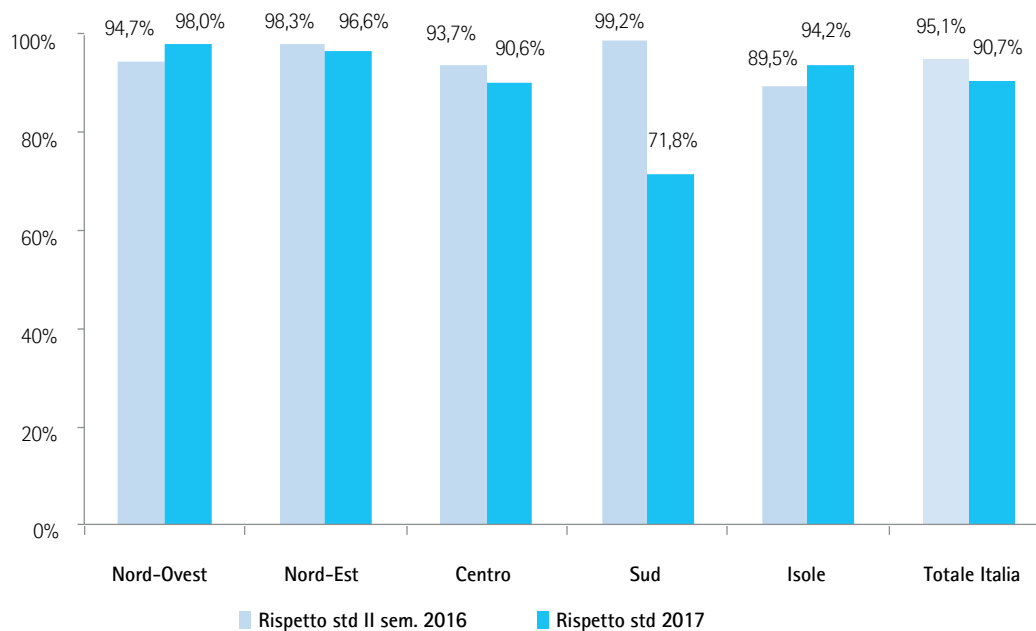


FIG. 5.36

Rispetto dello standard sulla risposta ai reclami per area nel 2016 e nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

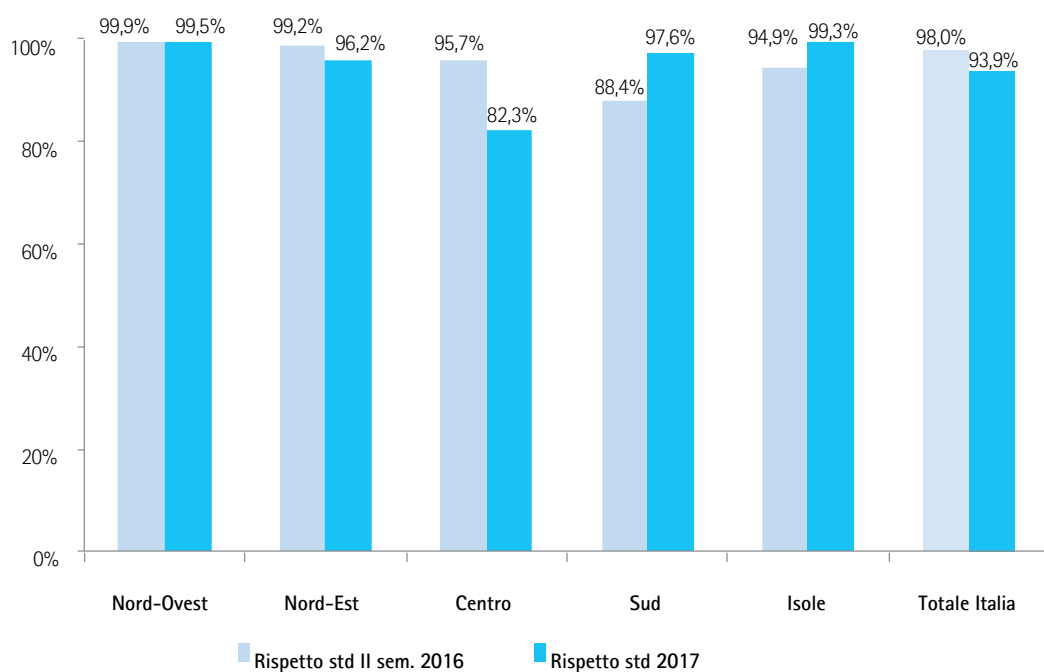


FIG. 5.37

Rispetto dello standard sulla risposta a richieste scritte di informazioni per area nel 2016 e nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

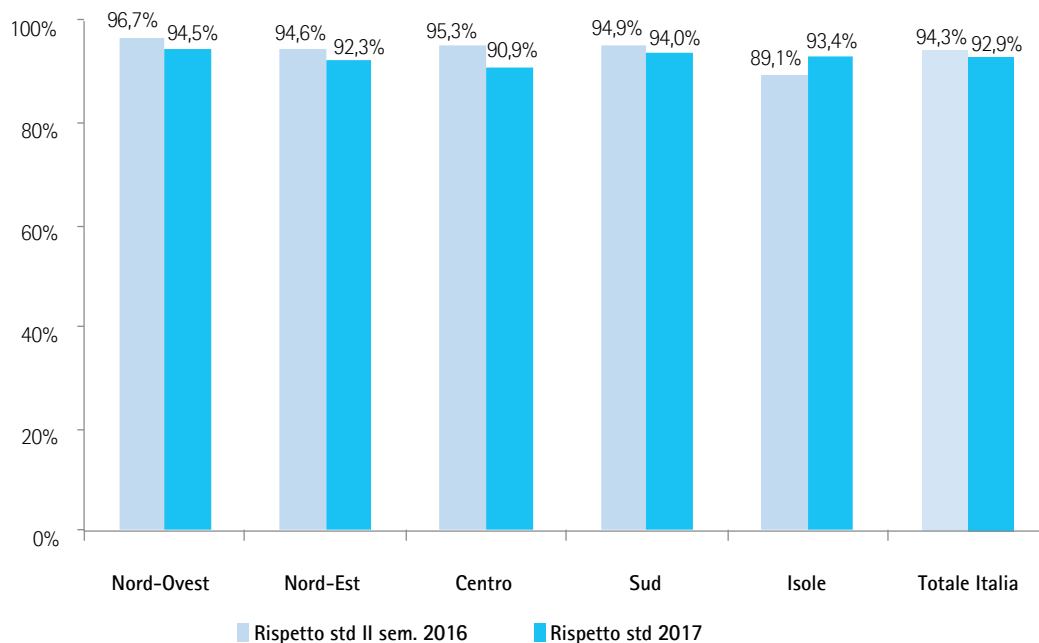
Infine, con riferimento al tempo di risposta alle richieste scritte di rettifica di fatturazione (Fig. 5.38), la contrazione dei livelli di rispetto dello standard è contenuta e rinvenibile in tutte le aree, ad eccezione delle Isole.

Impatto economico della regolazione della qualità

L'approvazione dell'RQSII, con l'introduzione di standard minimi di qualità omogenei sul territorio nazionale per tutte le prestazioni da

FIG. 5.38

Rispetto dello standard sulla risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione per area nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

assicurare all'utenza, ha comportato rilevanti modifiche organizzative e gestionali per la maggior parte dei gestori del SII, tenuti fino a quel momento a garantire livelli di qualità definiti autonomamente, in coerenza con lo schema previsto dal DPCM 29 aprile 1999.

In considerazione delle differenze esistenti tra gli operatori e delle necessarie modifiche organizzative e gestionali, al fine di garantire l'applicazione dell'RQSII, l'Autorità ha previsto, con l'MTI- 2, il riconoscimento di costi aggiuntivi $Opex_{qc}$ ³⁶ (connessi all'adeguamento agli standard di qualità del servizio previsti dalla delibera 655/2015/R/idr laddove le previgenti Carte del servizio prevedessero livelli inferiori) e, 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 rilevate. Ad oggi l'Autorità ha accolto solo 3 istanze per il riconoscimento dei menzionati premi.

I costi riconosciuti ai gestori per l'adeguamento agli standard di qualità previsti dall'Autorità e per garantire gli eventuali standard migliorativi introdotti, pari in media a 1 euro/anno per abitante, risultano essere abbastanza contenuti.

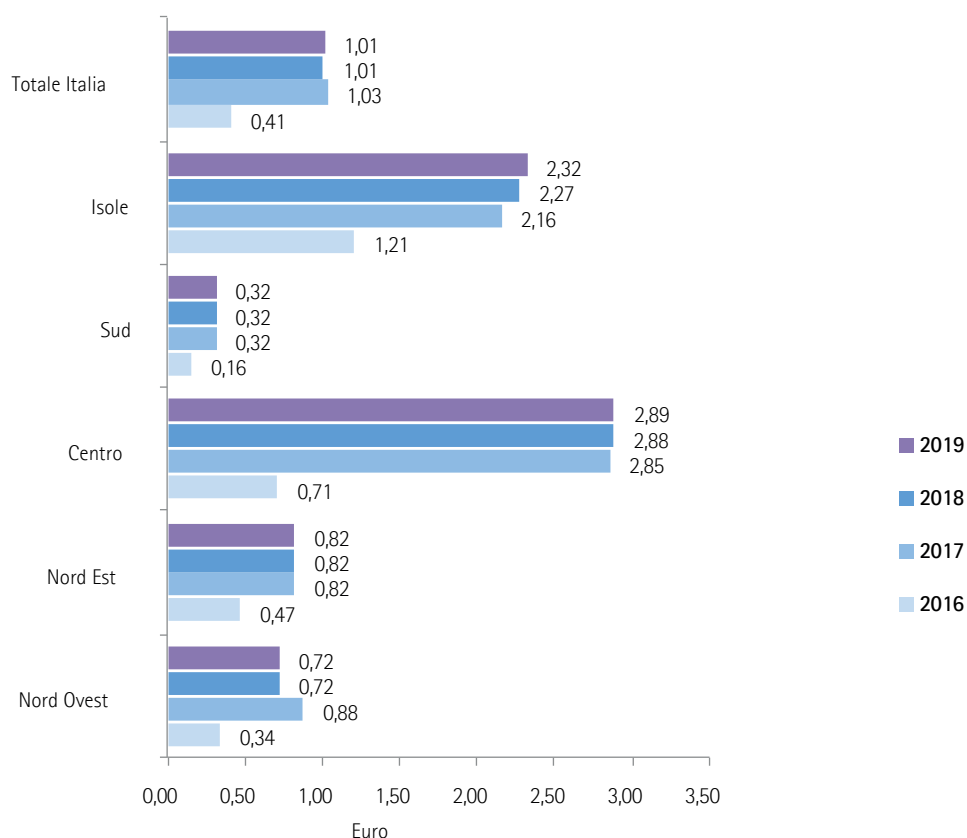
La figura 5.39 riporta la distribuzione per area geografica di tali costi. Da essa si vede che i maggiori oneri sono sostenuti dagli abitanti

del Centro (circa 2,8 euro/anno per abitante), seguiti da quelli delle Isole (circa 2,2 euro/anno per abitante). Emerge, infatti, tenuto conto delle approvazioni tariffarie intervenute nel corso degli ultimi mesi del 2017, che sono stati riconosciuti in tariffa costi aggiuntivi per la qualità contrattuale anche ai gestori delle Isole dove peraltro gli operatori non offrono standard aggiuntivi e/o migliorativi, ma che partivano pur sempre da livelli di qualità molto distanti rispetto a quelli definiti con l'RQSII.

Risultano per contro contenuti i costi sostenuti dagli abitanti del Nord (pari a circa 0,7-0,8 euro per abitante), dove ben 18 gestioni hanno offerto standard migliorativi all'utenza.

Dall'analisi dei dati riportati nella tavola 5.14 emerge che alla data del 30 maggio 2018 l'Autorità ha approvato il riconoscimento di $Opex_{qc}$ a 40 gestioni per un ammontare complessivo di circa 44,7 milioni di euro per l'intero quadriennio 2016-2019, a fronte di un incremento richiesto di costi totali pari a circa 50,7 milioni (ritenendo non ammissibile un importo complessivamente pari a circa 6 milioni di euro). La maggior parte delle gestioni è concentrata nelle aree del Nord (29 gestioni con $Opex_{qc}$ approvati a fronte di 31 gestioni richiedenti), per un ammontare complessivo di circa 17 milioni di euro.

³⁶ La componente tariffaria $Opex_{qc}$ è stata prevista dalla delibera 664/2015/R/idr a copertura dei costi operativi necessari per l'adeguamento agli standard minimi di qualità previsti dall'RQSII e non già ricompresi nella Carta dei servizi del singolo gestore.



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

AREA	GESTIONI CON Opex _{qc} RICHIESTI	GESTIONI CON Opex _{qc} APPROVATI	AMMONTARE RICHIESTO NEL QUADRIENNIO	AMMONTARE APPROVATO NEL QUADRIENNIO	AMMONTARE NON APPROVATO NEL QUADRIENNIO	Δ AMMONTARE
Nord Ovest	14	14	9.049.997	6.661.132	2.388.865	-26%
Nord Est	17	15	13.098.721	10.351.310	2.747.410	-21%
Centro	9	7	18.706.793	17.889.793	817.000	-4%
Sud	2	2	4.776.424	4.776.424	-	-
Isole	2	2	5.038.557	5.038.557	-	-
TOTALE ITALIA	44	40	50.670.492	44.717.217	5.953.275	-12%

Fonte: Elaborazioni ARERA su dati comunicati dai gestori.

Rispetto alle risultanze dell'analisi svolta in occasione della *Relazione Annuale 2017*, sono state approvate³⁷ predisposizioni tariffarie recanti istanze di Opex_{qc} per sei gestioni, localizzate nelle aree del Centro (3), del Sud (1) e delle Isole (2). Con riferimento alle menzionate gestioni, l'Autorità ha approvato un ammontare complessivo di Opex_{qc} pari a circa 15 milioni di euro per l'intero

quadriennio 2016-2019, a fronte di un ammontare richiesto di pari entità. Non sono pertanto intervenute rettifiche o rideterminazioni nell'ammontare riconosciuto rispetto ai valori richiesti di Opex_{qc} per le sopra citate gestioni. In particolare, sono stati approvati per i gestori del Sud e delle Isole Opex_{qc} per un ammontare complessivo pari a circa 10 milioni di euro per il quadriennio 2016-2019.

FIG. 5.39

Opex_{qc} approvati nel quadriennio 2016-2019 pro capite, per area

TAV. 5.14

Opex_{qc} richiesti e Opex_{qc} approvati per il quadriennio 2016-2019

Numero di gestioni; valori in euro

³⁷ Le approvazioni sono state effettuate tra giugno 2017 e febbraio 2018.

Qualità tecnica del SII

L'introduzione della regolazione della qualità tecnica, strettamente legata all'aggiornamento tariffario per gli anni 2018-2019, ha indotto Enti di governo dell'ambito e gestori a monitorare più finemente lo stato delle infrastrutture e i risultati della gestione, facendo talora emergere una necessità di revisione o di accelerazione degli investimenti e degli sforzi gestionali.

Dal momento che il processo è ancora in corso per numerose gestioni, ci si concentra, in primo luogo, su un aggiornamento delle

analisi sugli investimenti pianificati nei Programmi degli Interventi (Pdl) e, in secondo luogo, sullo stato dei servizi che emerge con riferimento ai singoli indicatori di qualità tecnica e sulle prospettive di miglioramento derivanti dall'introduzione della specifica regolazione in materia. Si evidenzia come l'introduzione della qualità tecnica abbia, tra gli altri effetti, anche quello di incrementare selettivamente l'ammontare degli investimenti dedicati alla risoluzione delle effettive criticità riscontrate.

Investimenti pianificati nei Programmi degli Interventi

Parallelamente all'attività di istruttoria condotta ai fini dell'approvazione delle predisposizioni tariffarie per il secondo periodo regolatorio ai sensi del MTI-2, l'Autorità ha proseguito nel corso del 2017 e nella prima metà del 2018 l'analisi e la sistematizzazione delle informazioni concernenti il fabbisogno di investimenti del servizio idrico integrato, oggetto dei Programmi degli Interventi (Pdl) trasmessi dagli Enti di governo dell'ambito per gli anni 2016-2019, coerentemente con le indicazioni di cui alla determina 30

marzo 2016, 2/2016-DSID. Le evidenze rappresentate in questa sezione sono espressione di un campione (Tav. 5.15) che include tutte le gestioni con Pdl rientranti in schemi regolatori approvati dall'Autorità ai sensi del MTI-2 al momento della stesura della presente *Relazione Annuale*, e anche gli operatori con schemi regolatori non ancora approvati ma per i quali l'Autorità ha riscontrato una sostanziale coerenza tra investimenti contenuti nei Pdl e i piani tariffari validati e trasmessi dagli EGA competenti.

TAV. 5.15

Campione di analisi in tema di investimenti pianificati

AREA GEOGRAFICA	POPOLAZIONE SERVITA 2014	COPERTURA	GESTIONI
Nord-Ovest	14.177.846	89,85%	56
Nord-Est	10.264.134	100%	41
Centro	10.843.690	93,60%	25
Sud & Isole	11.967.867	58,03%	21
TOTALE	47.253.537	81,12%	143

Fonte: ARERA.

La distribuzione del fabbisogno di investimenti pianificati, al lordo dei contributi e per area di criticità, restituisce un quadro (Fig. 5.40) sostanzialmente invariato rispetto alle valutazioni condotte nella precedente *Relazione Annuale*: l'ammodernamento dell'infrastruttura di depurazione e il superamento delle infrazioni comunitarie ad essa collegate restano le priorità per la pianificazione. In generale il fabbisogno destinato alle tre attività del SII copre l'87% del totale, mentre la restante quota è finalizzata a interventi di carattere trasversale di miglioramento della conoscenza e dell'efficienza, per

lo più energetica, delle infrastrutture e al miglioramento dei servizi all'utenza.

In particolare e alla luce dell'estensione del campione, è emerso il peso degli investimenti previsti nelle aree dell'approvvigionamento idrico e della distribuzione (evidenziato soprattutto dagli operatori dell'Italia Centro-Meridionale), nelle quali rispettivamente il 14% e il 13% degli investimenti è finalizzato alla risoluzione delle criticità a monte della filiera idrica, inclusa la scarsità della risorsa idrica alla fonte.

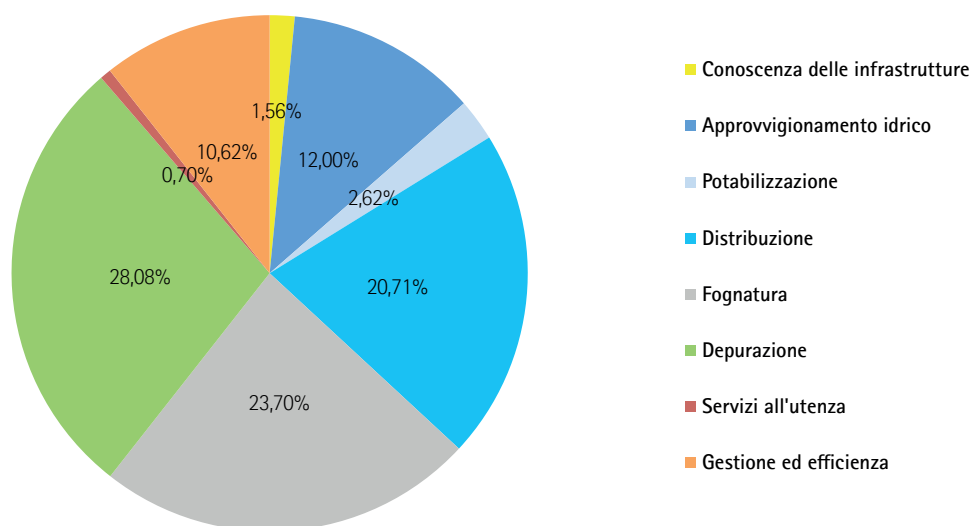


FIG. 5.40

Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2016-2019

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati EGA

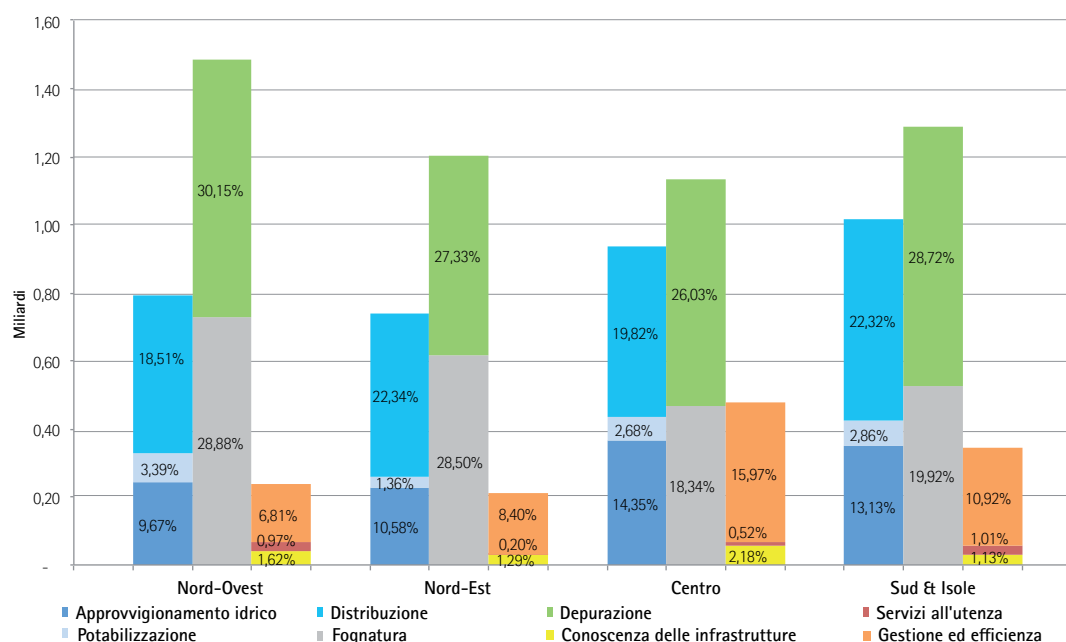


FIG. 5.41

Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2016-2019 per area geografica

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati EGA.

Distinguendo per area geografica e tra investimenti pianificati nelle fasi di prelievo e fornitura della risorsa (approvvigionamento, potabilizzazione e distribuzione), e nelle fasi di raccolta e trattamento dei reflui (fognatura e depurazione) i dati rilevati dall'Autorità (Fig. 5.41) mostrano una maggiore differenza tra le due fasi nel fabbisogno del Nord Italia (a livello aggregato fognatura e depurazione pesano per circa il 59% nel Nord-Ovest e il 56% nel Nord-Est, con le altre aree al di sotto del 50%), mentre nel Centro e Sud Italia tale differenza si attenua (in particolare nel Centro la distanza tra il peso del fabbisogno del servizio di acquedotto e quello dei servizi di fognatura e depurazione è di 8 punti percentuali).

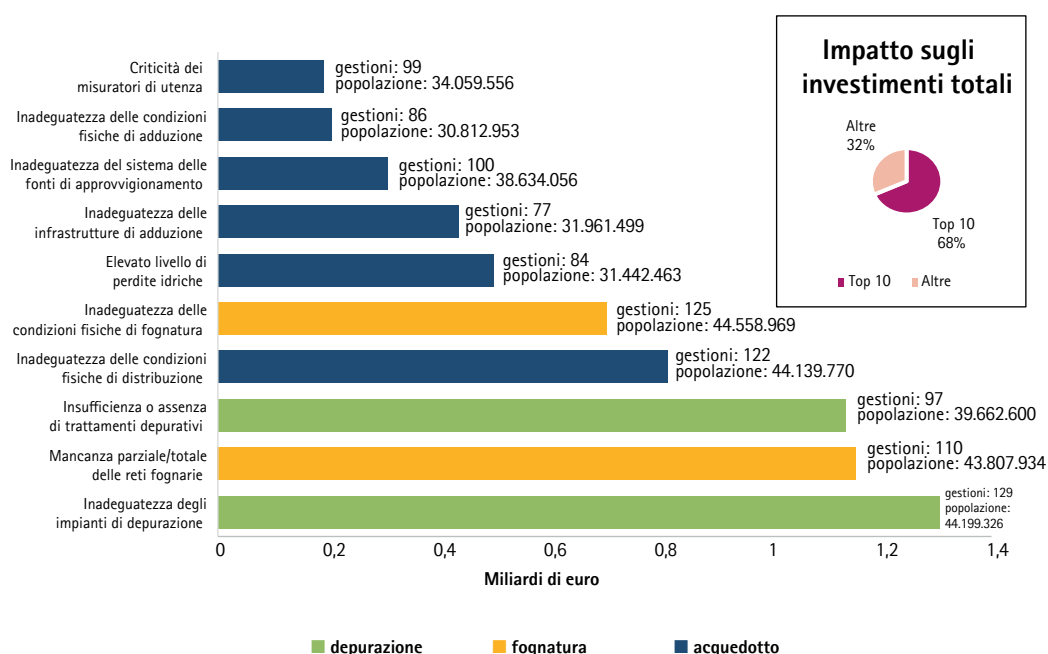
Esaminando nel dettaglio gli investimenti lordi programmati per le principali criticità del servizio idrico integrato individuate dall'Autorità³⁸ emerge che:

- le prime dieci criticità (Fig. 5.42), in termini di investimenti programmati per il loro superamento coprono da sole oltre il 68% del totale del fabbisogno di investimenti esplicitato nei Pdl, e afferiscono a depurazione (36% dell'incidenza sul totale), fognatura (28%), distribuzione (22%) e approvvigionamento (14%);

- per l'attività di depurazione le criticità maggiormente rappresentate sono l'assenza del servizio in alcune aree del territorio gestito, l'inadeguatezza in termini di obsolescenza impiantistica e incompletezza dei trattamenti (ove presenti) per garantire il rispetto dei limiti di scarico previsti dalle norme vigenti; in particolare l'inadeguatezza delle infrastrutture è la criticità che assorbe il maggior numero di investimenti in depurazione in tutte le aree geografiche, mentre l'insufficienza o l'assenza di trattamenti depurativi, seppur rilevata, è meno rappresentata nell'area del Nord-Est;
- gli interventi per assicurare il servizio di fognatura al totale della popolazione, insieme a quelli per sopperire alla vetustà e all'inadeguatezza fisica dell'infrastruttura, assorbono oltre il 79% del fabbisogno totale di investimenti fognari;
- per quanto riguarda le attività di distribuzione, l'incremento della base conoscitiva a disposizione dell'Autorità ha reso più evidente il peso del fabbisogno di investimenti per abbattere le perdite idriche, intervenire sull'inadeguatezza di reti e impianti (dovuta principalmente a vetustà) e sulla non completa copertura e il cattivo funzionamento dei misuratori di utenza; si evidenzia che le perdite idriche rientrano tra le cinque maggiori criticità richiedenti investimenti nel Sud e nelle Isole,

FIG. 5.42

Criticità che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati EGA.

³⁸ L'analisi fa riferimento alle cosiddette "sotto-aree", definite all'Allegato 1 alla determina 30 marzo 2016, 2/2016-DSID.

mentre l'inadeguatezza delle infrastrutture di distribuzione è un problema particolarmente avvertito nel Nord-Est;

- altre problematiche di rilievo sono, infine, l'inadeguatezza delle infrastrutture di adduzione (in particolar modo nel Meridione) e l'insufficienza del sistema delle fonti di approvvigionamento.

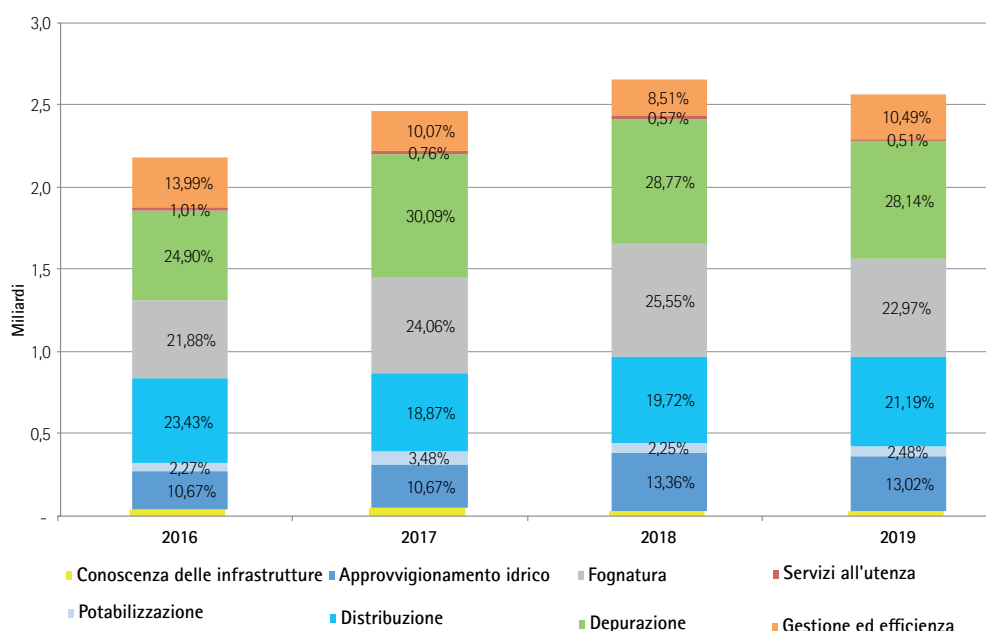
Prendendo in considerazione il trend annuale del fabbisogno di investimenti per il periodo 2016-2019 (Fig. 5.43), l'analisi condotta dall'Autorità evidenzia una crescita fino al 2018, sostenuta in particolare dalla spinta degli interventi pianificati nelle aree della fognatura e dell'acquedotto (approvvigionamento e distribuzione), e

un relativo rallentamento nel 2019, determinato dal calo degli investimenti in fognatura (l'area con l'andamento più discontinuo nel quadriennio).

A livello aggregato, l'andamento è reso ancora più evidente dalla figura 5.44, che dà conto del fabbisogno di investimento annuo pro capite. Fognatura e depurazione riflettono il medesimo trend degli investimenti totali, raggiungendo il picco massimo di investimento per abitante nel 2018, rispettivamente pari a 14,37 e 16,18 euro. Gli investimenti pianificati per il servizio di acquedotto mostrano un andamento in costante crescita (seppure a un tasso inferiore nell'ultimo anno) fino a raggiungere il valore pro capite di 19,90 euro nel 2019, mentre il fabbisogno

FIG. 5.43

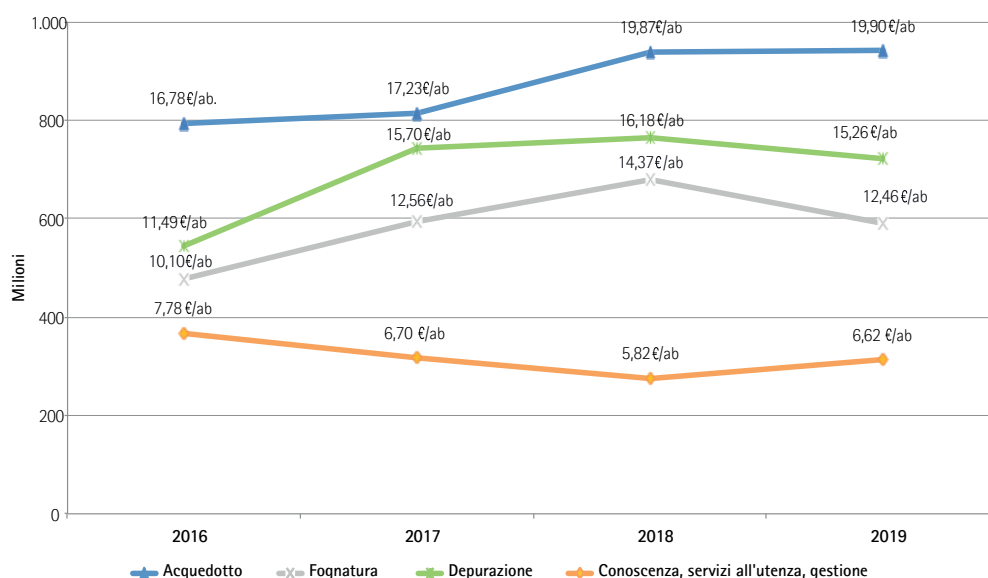
Andamento investimenti previsti nel periodo 2016-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati EGA

FIG. 5.44

Andamento investimenti totali e pro-capite previsti nel periodo 2016-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati EGA.

delle aree trasversali si pone in controtendenza rispetto al trend generale, a partire dal valore massimo di 7,78 euro del 2016.

L'evidenza del peso dei contributi previsti sul fabbisogno di ciascuna area (raggruppata per servizio del SII) è data dalla figura 5.45. Va precisato che per poter rappresentare l'impatto dei contributi pubblici sul totale si è provveduto, mediante simulazione, a escludere dalla valutazione i contributi di

allacciamento, presenti nelle attività di distribuzione e fognatura. L'analisi mostra il maggior impatto dei contributi pubblici nel servizio di depurazione rispetto alle altre aree individuate, con una forbice molto ampia, che varia dal 9,40% del Nord-Ovest al 64,39% di Sud e Isole. Seguono i finanziamenti pubblici nei settori di fognatura e acquedotto (con punte rispettivamente del 49,78% e del 57,76% sempre nell'area meridionale).

Lo stato degli indicatori di qualità tecnica

Al fine di garantire la diffusione, la fruibilità e la qualità del servizio all'utenza in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, e anche di rafforzare gli incentivi al presidio dell'infrastruttura esistente, l'Autorità ha ritenuto necessario introdurre una specifica regolazione della qualità tecnica³⁹, i cui effetti cominceranno a dispiegarsi a partire dall'annualità 2018.

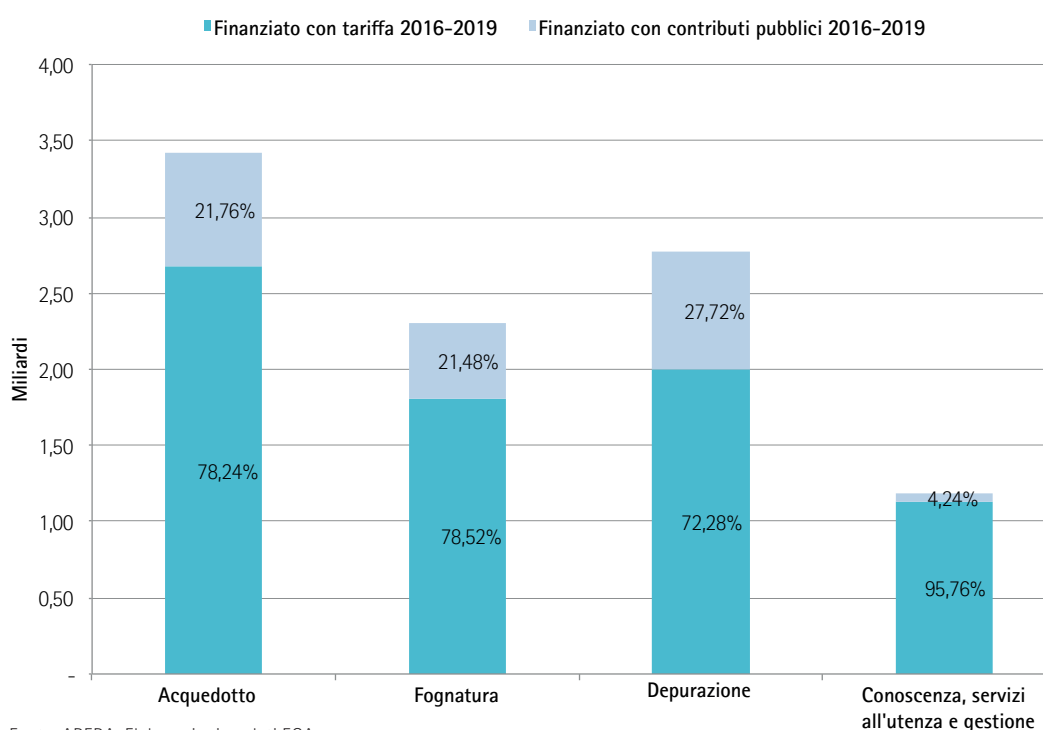
L'introduzione di livelli minimi di qualità tecnica consiste nella fissazione di obblighi di qualità per una serie di indicatori prestabiliti, che possono essere espressi in termini di:

- livelli o standard generali di qualità, ovvero riferiti al complesso delle prestazioni da garantire agli utenti finali;
- livelli o standard specifici di qualità, ovvero riferiti alla singola prestazione da garantire al singolo utente finale.

FIG. 5.45

Ripartizione degli investimenti per fonte di finanziamento nel periodo 2016-2019

Percentuale e fabbisogno di risorse espresso in miliardi di euro



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati EGA.

³⁹ Delibera 917/2017/R/ldr recante "Regolazione della qualità tecnica del Servizio Idrico Integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (ROTI)".

L'identificazione degli indicatori tecnici su cui valutare la definizione di standard appropriati è un'attività complessa: richiede la conoscenza della situazione attuale e delle peculiarità territoriali, al fine di definire gli *output* più adatti a indurre miglioramenti generalizzati in tutte le aree del Paese, senza penalizzare eccessivamente i territori più svantaggiati e, al contempo, mantenendo gli incentivi all'aumento delle prestazioni nei territori più avanzati.

L'attività di acquisizione di informazioni è stata ampia e continua, comprendendo indagini conoscitive, raccolte dati, *focus group*, seminari tematici, riunioni con esperti del settore. Parallelamente, la costante azione in materia di istruttoria e di approvazione di schemi regolatori (contenenti i programmi degli interventi redatti secondo le indicazioni elaborate dall'Autorità) ha permesso di delineare un quadro ancora più compiuto delle condizioni attuali delle infrastrutture e delle esigenze di investimento approvate dagli Enti di governo dell'ambito.

In linea generale, è emersa una differenziazione significativa dei livelli prestazionali garantiti nelle Carte dei servizi e in quelli effettivamente erogati, nonché situazioni tecniche e infrastrutturali difficilmente comparabili.

Più nello specifico, nell'ambito del servizio di acquedotto, con riferimento all'approvvigionamento idrico (captazione e adduzione), sono state rilevate criticità in relazione all'insufficienza sia quantitativa, sia qualitativa del sistema delle fonti, all'assenza delle reti di trasporto e all'inadeguatezza di impianti e reti esistenti.

Per quanto attiene alla potabilizzazione, è emersa la mancata conformità dell'acqua, in alcune aree del Paese, ai valori di parametro stabiliti dal decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31, che recepisce la direttiva 98/83/CE.

Con riguardo all'attività di distribuzione dell'acqua, le principali criticità sono individuabili nell'inadeguatezza delle reti e degli impianti, dovuta alla vetustà e allo scarso rinnovo, cui si ricollega l'elevato livello di perdite idriche.

Con riferimento al servizio di fognatura, sono stati evidenziati casi frequenti di vetustà e inadeguatezza fisica dell'infrastruttura fognaria, nonché di inadeguatezza alle normative vigenti degli scaricatori di piena.

In merito al servizio di depurazione, sono state segnalate criticità relative all'inadeguatezza degli impianti di trattamento (ove già esistenti) in termini di obsolescenza impiantistica e all'incompletezza dei processi volti a garantire il rispetto dei limiti di scarico previsti dalle normative vigenti, nonché all'inadeguatezza della fase di trattamento dei fanghi, che ne pregiudica il corretto recupero a valle. Per quanto concerne sia il servizio di fognatura che di depurazione, infine, una forte criticità riguarda la presenza di numerosi agglomerati oggetto delle procedure di infrazione promosse dalla Commissione europea nei confronti dello Stato italiano per mancato adempimento degli obblighi derivanti dalla direttiva 91/271/CEE in materia di collettamento e trattamento delle acque reflue.

Per quanto attiene specificamente agli indicatori di qualità tecnica, va evidenziato come la struttura della filiera idrica – composta da una fase in parte direttamente percepibile dall'utente finale, quella di acquedotto, e da due ulteriori attività, la fognatura e la depurazione, che hanno viceversa la finalità di mitigare l'impatto ambientale e, conseguentemente, sono destinate a generare benefici diffusi – non permette di identificare una struttura bilanciata tra standard specifici e generali. I primi risultano in numero ampiamente inferiore ai secondi, non essendo possibile ricondurre gli standard relativi alla fognatura e alla depurazione a prestazioni direttamente afferenti al singolo utente. Inoltre, la caratteristica di bene primario dell'acqua, intesa anche come sua restituzione all'ambiente in modalità sostenibile, ha reso necessario affiancare agli standard generali e specifici anche un'ulteriore categoria di indicatori, i cosiddetti prerequisiti, che identificano condizioni qualitative minime da raggiungere e, di conseguenza, indicano la priorità per le gestioni che ancora non li conseguono⁴⁰.

Con l'innovativa distinzione degli standard generali, classificati in indicatori semplici e macro-indicatori, l'Autorità ha delineato la convergenza delle realtà gestionali verso condizioni tecnicamente efficienti, articolando un percorso di miglioramento progressivo attraverso target evolutivi differenziati in funzione del livello di partenza di ciascun operatore. In particolare, l'Autorità, individuando i profili caratterizzanti di una gestione tecnicamente efficiente, ha definito i seguenti macro-indicatori:

⁴⁰ Per dettagli sulle modalità applicative, si veda la già citata Delibera 917/2017/R/idr e il suo Allegato A (RQTI).

- perdite idriche (macro-indicatore M1), che risponde all'obiettivo di contenimento delle dispersioni, con efficace presidio dell'infrastruttura acquedottistica;
- interruzioni del servizio (macro-indicatore M2), che risponde all'obiettivo di mantenimento della continuità del servizio, anche attraverso una idonea configurazione delle fonti di approvvigionamento;
- qualità dell'acqua erogata (macro-indicatore M3), che risponde all'obiettivo di fornire un'adeguata qualità della risorsa destinata al consumo umano;
- adeguatezza del sistema fognario (macro-indicatore M4), che risponde all'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale derivante dal convogliamento delle acque reflue;
- smaltimento fanghi in discarica (macro-indicatore M5), che risponde all'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale collegato al trattamento della linea fanghi dei reflui;
- qualità dell'acqua depurata (macro-indicatore M6), che risponde all'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale collegato alla linea acque in uscita dai depuratori.

Nei paragrafi che seguono vengono illustrate le principali caratteristiche dello stato dei servizi attualmente rilevato – con riferimento ai macro-indicatori individuati e tenendo conto delle necessarie cautele⁴¹ – delineando il percorso di miglioramento conseguente all'introduzione degli obiettivi di qualità tecnica.

Acquedotto – Perdite idriche

L'emergenza idrica, che a partire dalla primavera dello scorso anno ha interessato e in parte ancora interessa ampie aree del Paese, ha messo in luce l'elevata vulnerabilità dell'Italia al fenomeno dei cambiamenti climatici e, allo stesso tempo, le criticità del SII nazionale. In tale contesto un aspetto cruciale è senza dubbio rappresentato dalla necessità di conservazione delle risorse idriche,

che si inquadra tra gli obiettivi di efficientamento ispirati al principio di "water conservation" dettato dall'Unione europea⁴².

L'indicatore principale sulla conservazione della risorsa idrica nel servizio di acquedotto è rappresentato dal livello di perdite idriche: elevati livelli di perdite incidono negativamente sia sull'ambiente che sugli utenti del servizio idrico integrato, causando spreco di risorse e innalzamento dei costi di gestione, con ricadute anche in termini tariffari.

L'analisi dei dati relativi alle perdite idriche nelle reti acquedottistiche di distribuzione nell'anno 2015, forniti in risposta alla terza edizione della raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII⁴³, mostra come a livello nazionale il 41,9% dei volumi in ingresso in distribuzione vadano persi (Fig. 5.46). Nello specifico si riscontrano perdite reali (realmente attribuibili a guasti nei manufatti di rete) del 38,5%, mentre le perdite apparenti (attribuibili a errori di conteggio da parte degli strumenti di misura e a sottrazioni illecite di acqua dalle reti) si attestano al 3,4%⁴⁴.

Il contesto di partenza risulta molto eterogeneo tra le differenti gestioni e le diverse aree geografiche, con valori di perdite totali mediamente più contenuti nel Nord Ovest (in media pari al 31,3%) e nel Nord Est (38,3%) e più elevati nel Centro, nel Sud e nelle Isole (rispettivamente 48,9% e 50,5%).

Come anticipato, l'obiettivo di contenimento delle perdite idriche, con efficace presidio dell'infrastruttura acquedottistica, è associato, all'interno della recente regolazione della qualità tecnica nel servizio idrico integrato, al macro-indicatore M1, che nell'ottica di una regolazione *output based*, tiene congiuntamente conto sia delle perdite idriche lineari (individuate dall'indicatore M1a, come rapporto tra perdite idriche totali e lunghezza complessiva della rete di acquedotto), sia delle perdite percentuali (individuate dall'indicatore M1b, come rapporto tra perdite idriche totali e volume complessivo in ingresso nel sistema di acquedotto)⁴⁵. I due indicatori letti congiuntamente, infatti,

⁴¹ Cautele dovute all'assenza di obiettivi di qualità tecnica definiti dall'Autorità nell'anno considerato, e dunque anche della non perfetta uniformità delle modalità di rilevazione del dato. A quest'ultimo proposito, oltre a definire le modalità di rilevazione, la RQTI prevede espressamente 2 requisiti relativi alla disponibilità e affidabilità dei dati forniti.

⁴² In particolare si fa riferimento alla 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.

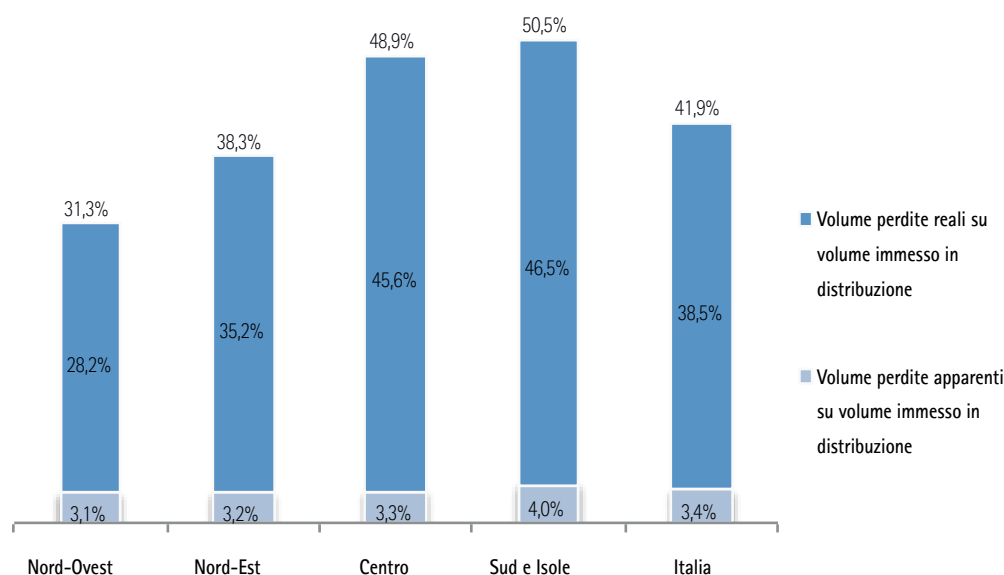
⁴³ Raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII, avviata dall'Autorità con determina 6 dicembre 2016, n. 5/2016- DSID.

⁴⁴ Analisi effettuata su un campione con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari all'82%. Nelle aree territoriali il campione è pari al 92% nel Nord-Ovest, 90% nel Nord-Est, 93% nel Centro; 65% nel Sud e Isole.

⁴⁵ Per maggiori dettagli sulle definizioni degli indicatori M1a e M1b si vedano rispettivamente l'art. 7 e l'art. 8 della RQTI, Allegato A alla delibera 917/2017/R/idr.

FIG. 5.46

Volume di perdite totali, reali e apparenti, rispetto al volume immesso in distribuzione



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

evidenziano più compiutamente lo stato dell'infrastruttura e lo spreco d'acqua associato, evitando di premiare/penalizzare determinate configurazioni di rete che risultano più adatte in alcuni contesti territoriali.

In funzione dei valori assunti dalla coppia di indicatori M1a e M1b, sono poi definite cinque possibili classi di appartenenza della gestione: dalle più virtuose (classe A) a quelle caratterizzate da perdite molto elevate (classe E)⁴⁶; a ogni classe sono poi associati obiettivi annuali di miglioramento, differenziati in base alle condizioni iniziali riscontrate e che vanno dal semplice mantenimento per le gestioni più virtuose a riduzioni delle perdite sempre più sfidanti quanto più ci si allontana dai livelli ottimali (fino a un obiettivo massimo di riduzione del 6% annuo).

La figura 5.47 mostra la simulazione, effettuata a partire dall'elaborazione dei dati relativi all'anno 2015⁴⁷, dei valori assunti dagli indicatori M1a (Perdite idriche lineari) e M1b (Perdite idriche percentuali) per il panel di gestioni analizzate⁴⁸. Si osserva una elevata dispersione dei valori per entrambi gli indicatori, che rimarca

situazioni di partenza molto diverse, e il collocamento dei gestori in tutto lo spettro di classi previste per il macro-indicatore M1.

Andando ad analizzare, per il medesimo campione di gestioni, la distribuzione della popolazione sottesa dai gestori che appartengono alle differenti classi previste per il macro-indicatore M1 (Fig. 5.48), si configura una situazione di partenza relativamente buona per il 23% della popolazione (6% in classe A e 17% in classe B), una condizione problematica o critica per circa metà del campione (30% in classe C e 23% in classe D) e una situazione decisamente critica per quasi un quarto della popolazione (24% in classe E).

Esaminando poi la distribuzione della popolazione sopra descritta nelle differenti aree territoriali (Fig. 5.49), si osserva una maggiore concentrazione di popolazione servita da gestori con situazione di partenza relativamente buona (classi A o B) nel Nord del Paese, a cui si contrappone una situazione di partenza diffusamente critica (classi D ed E) nel Centro e, ancor più, nel Sud e nelle Isole.

Partendo dai valori inizialmente assunti e dalle relative classi di appartenenza dei gestori, per il medesimo *panel* di gestioni

⁴⁶ Le classi di appartenenza per il macro-indicatore M1 sono definite dalla RQTI, Allegato A alla delibera 917/2017/R/idr. In particolare la classe di M1 è definita in base ai valori degli indicatori M1a e M1b come segue:

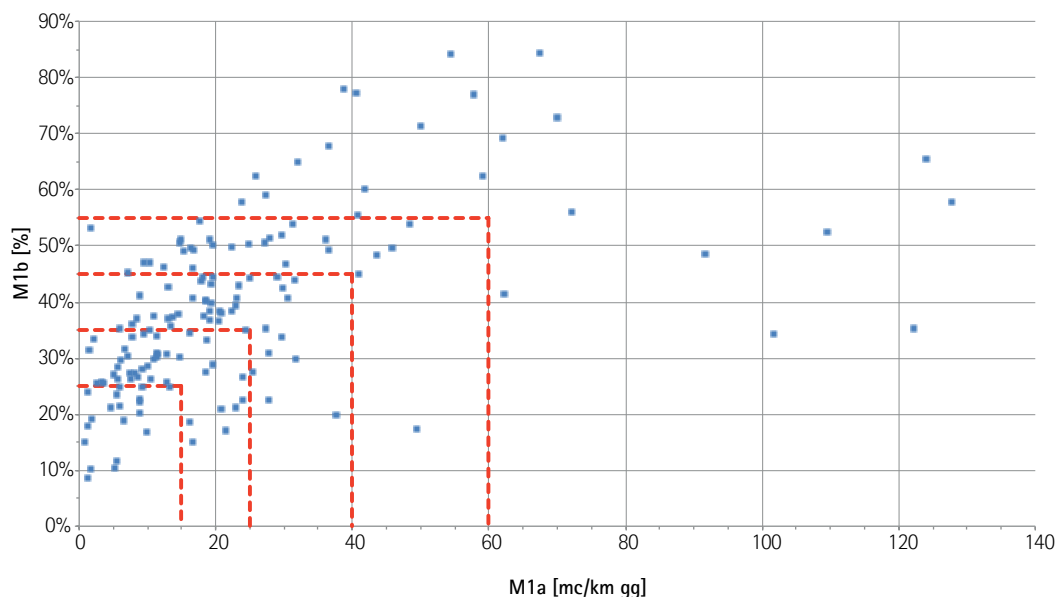
- classe A: $M1a < 15$ e $M1b < 25\%$;
- classe B: $15 \leq M1a < 25$ e $25\% \leq M1b < 35\%$;
- classe C: $25 \leq M1a < 40$ e $35\% \leq M1b < 45\%$;
- classe D: $40 \leq M1a < 60$ e $45\% \leq M1b < 55\%$;
- classe E: $M1a \geq 60$ e $M1b \geq 55\%$.

⁴⁷ Dati forniti in risposta alla raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII, avviata dall'Autorità con determina 6 dicembre 2016, n. 5/2016-DSID.

⁴⁸ Analisi effettuata su un panel di 152 gestioni che effettuano l'attività di distribuzione, con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari al 74%.

FIG. 5.47

Simulazione dei valori assunti dagli indicatori M1a e M1b per il panel di gestioni analizzate



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

precedentemente analizzato è stata effettuata una simulazione a cinque anni del percorso di convergenza del macro-indicatore M1, applicando gli obiettivi di mantenimento o di miglioramento annuali indicati dalla regolazione della qualità tecnica (Fig. 5.50), da cui si evidenzia la decisa diminuzione della percentuale di popolazione in aree critiche (da 47 a 23%) e il parallelo aumento della percentuale in aree virtuose (da 23 a 50%).

Nel complesso, l'applicazione degli obiettivi del macro-indicatore M1 consentirebbe, con riferimento al *panel* di operatori considerato, di ridurre il volume complessivamente perso nelle diverse fasi del servizio di acquedotto di circa il 9% in 2 anni e del 20% in 5 anni (Fig. 5.51).

Pur con le dovute cautele, legate al campione analizzato e alle ipotesi effettuate, l'analisi evidenzia l'impulso della regolazione tecnica all'avvio di un percorso virtuoso di contenimento delle perdite idriche; un percorso che nel medio-lungo periodo ricondurrebbe il fenomeno entro valori compatibili con una più moderna ed efficiente gestione del servizio.

Acquedotto - Interruzioni del servizio

Il tema della continuità del servizio è disciplinato dalla normativa nazionale⁴⁹ prevedendo, in particolare: "Il gestore fornisce un servizio continuo, regolare e senza interruzioni. La mancanza del servizio può essere imputabile solo a eventi di forza maggiore, a guasti o a manutenzioni necessarie per il corretto funzionamento degli impianti utilizzati e per la garanzia di qualità e di sicurezza del servizio, fornendo adeguate e tempestive informazioni all'utenza"⁵⁰.

L'obiettivo di mantenimento della continuità del servizio è stato dunque associato, all'interno della regolazione della qualità tecnica, agli standard specifici e al macro-indicatore M2.

Per quanto riguarda gli standard specifici, direttamente percepibili dall'utente⁵¹, alle previsioni della normativa vigente è stato associato l'obbligo di indennizzo automatico agli utenti finali in caso di mancato rispetto degli standard previsti. Al riguardo si evidenzia come, in considerazione della particolare criticità per l'utenza degli indicatori di continuità del servizio, gli indennizzi automatici sono previsti in

⁴⁹ In particolare, dal DCPM. 4 marzo 1996 e dal DCPM 29 aprile 1999 che ne riprende e ne integra, in parte, i contenuti.

⁵⁰ DCPM 29 aprile 1999.

⁵¹ Gli standard specifici previsti sono: S1 - Durata massima della singola sospensione programmata; S2 - Tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile; S3 - Tempo minimo di preavviso per interventi programmati che comportano una sospensione della fornitura. Per approfondimenti sugli standard specifici e sui meccanismi di indennizzo automatico si veda il titolo 2 - standard specifici della RQTI, Allegato A alla delibera 917/2017/R/idr.

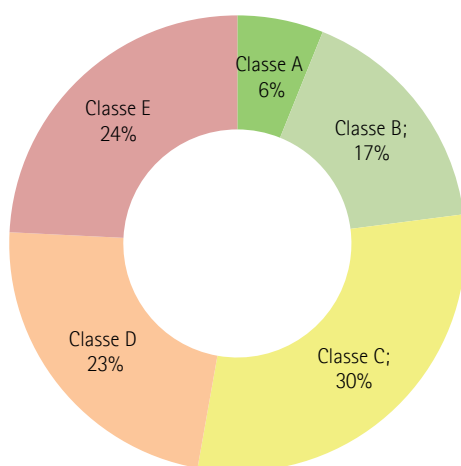


FIG. 5.48

Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

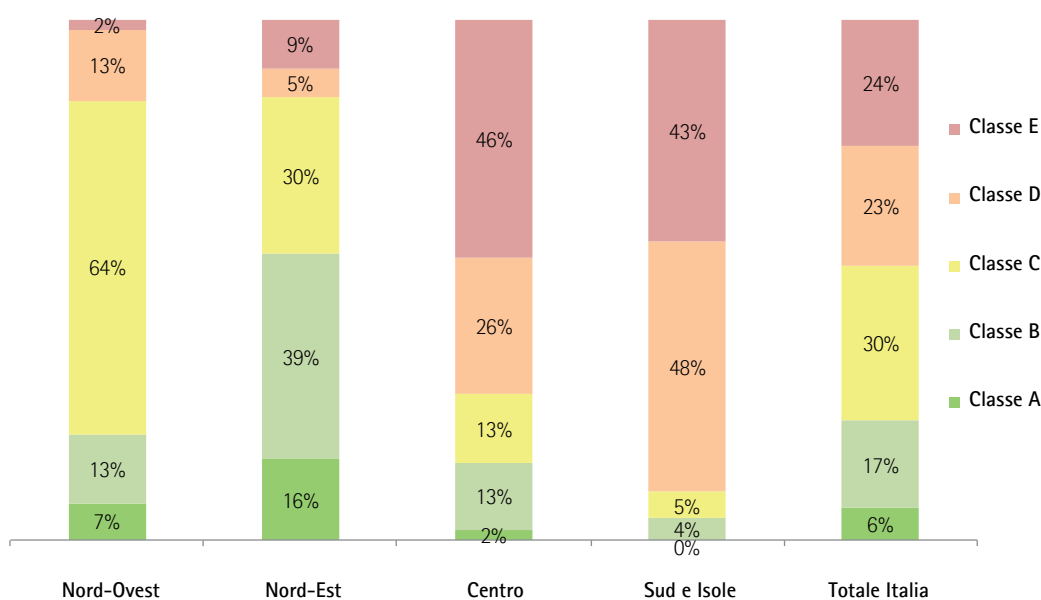


FIG. 5.49

Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per aree geografiche per il macro-indicatore M1

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

misura più severa rispetto a quelli già introdotti per la qualità contrattuale (numero massimo di indennizzi annui percepibili più elevato, applicazione degli indennizzi anche all'utenza indiretta, in caso di utenze condominiali).

Al macro-indicatore M2, definito come somma delle durate delle interruzioni programmate e non programmate annue, moltiplicate per il numero di utenti finali serviti soggetti alla interruzione stessa, e rapportata al numero totale di utenti finali serviti dal gestore⁵², sono associate tre possibili classi di appartenenza della gestione

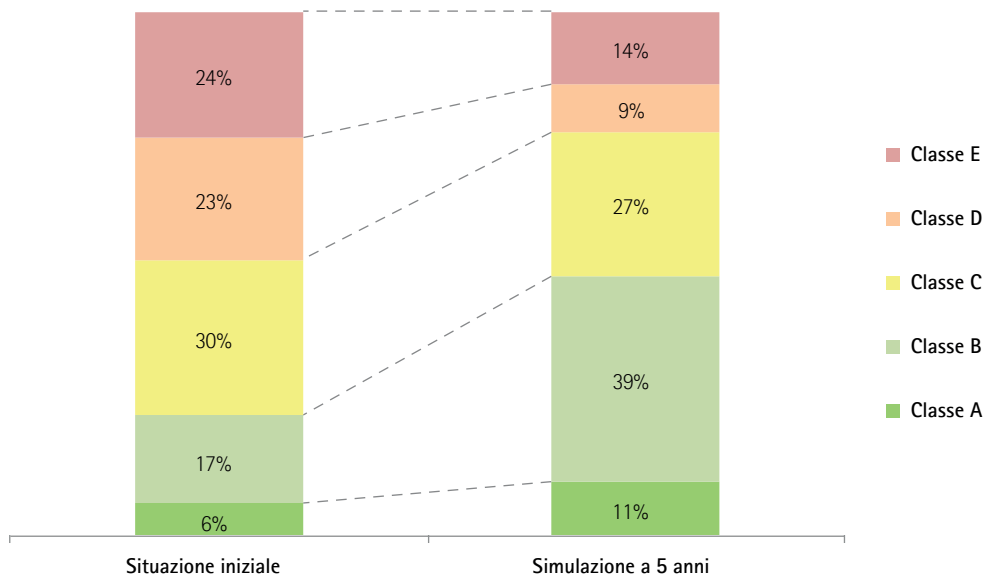
– dalla A alla C – e a ognuna sono associati obiettivi annuali crescenti di riduzione della durata delle interruzioni.

I valori dell'indicatore M2 registrati dai gestori nel corso dell'anno 2015 non sono direttamente desumibili dai dati disponibili, in quanto talune grandezze necessarie per la costruzione dell'indicatore non risultano ad oggi rilevate o stimate, e anche per tale ragione l'applicazione dei meccanismi di incentivazione previsti dalla RQTI per questo indicatore è rinviata all'anno 2020. Tuttavia, per ottenere una

⁵² Per maggiori dettagli sulla definizione del macro-indicatore M2 si veda l'art. 9 della RQTI, Allegato A alla delibera 917/2017/R/idr.

FIG. 5.50

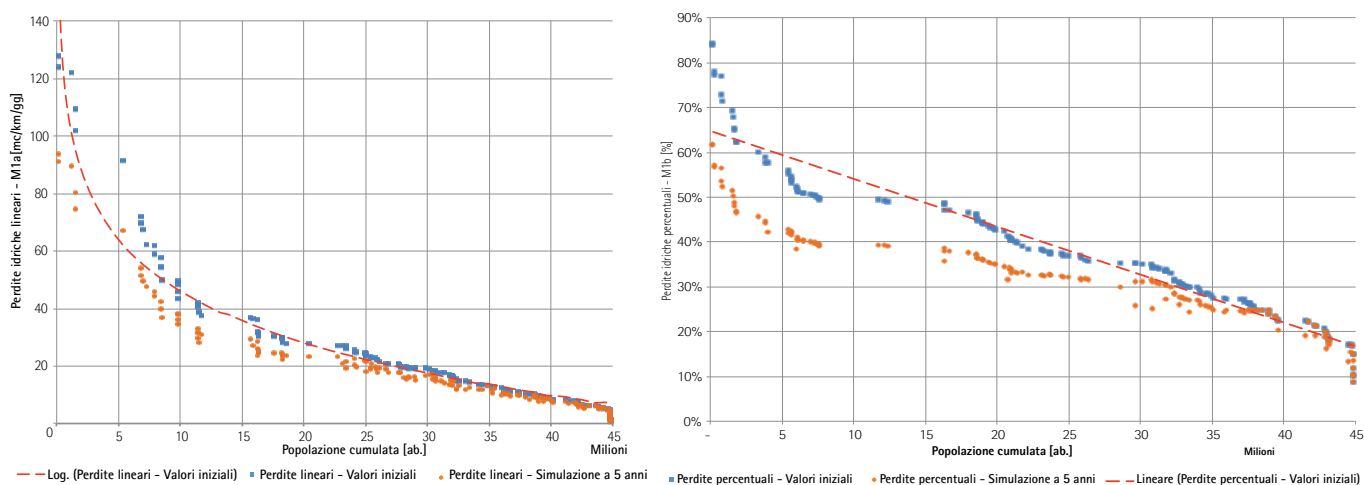
Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1: confronto tra la situazione iniziale e la situazione a 5 anni



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.51

Dinamica dei valori degli indicatori M1a e M1b: situazione attuale e simulazione a 5 anni



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

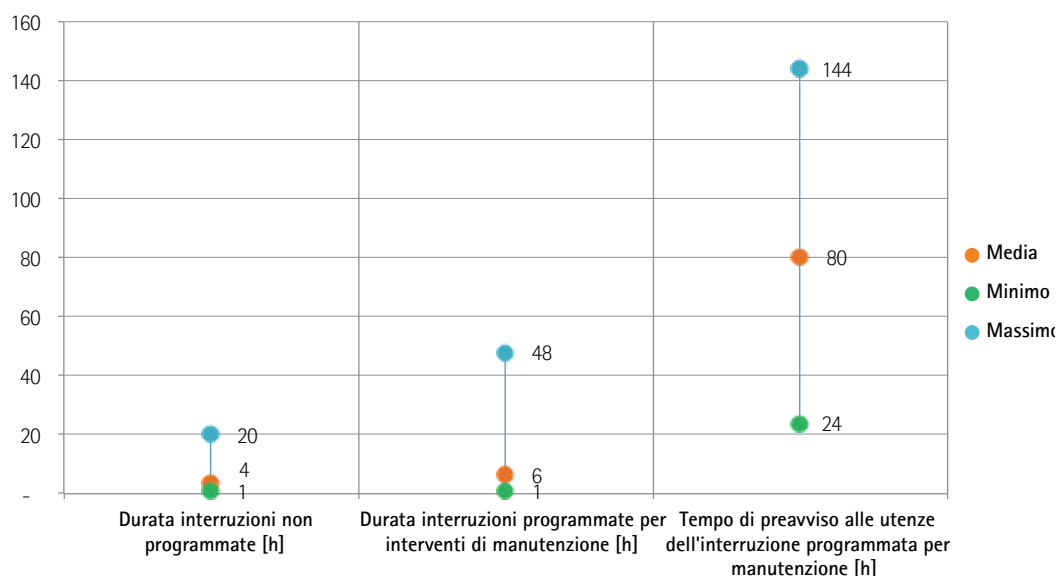
rappresentazione qualitativa delle *performance* dei gestori per la continuità del servizio, è possibile analizzare i dati, relativi al 2015⁵³, dei livelli effettivi medi raggiunti dai gestori, per gli indicatori: durata delle interruzioni programmate per interventi di manutenzione; durata delle interruzioni non programmate;

tempo di preavviso alle utenze dell'interruzione programmata per manutenzione.

I valori minimo, massimo e medio dichiarati dall'insieme dei gestori analizzati⁵⁴ per tali indicatori (Fig. 5.52) mostrano un'elevata dispersione, a conferma di un'applicazione molto divergente

⁵³ Dati forniti in risposta alla raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII, avviata dall'Autorità con determina 6 dicembre 2016, n. 5/2016-DSID.

⁵⁴ Analisi con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari a circa il 50%.



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.52

Valori medi, massimi e minimi nazionali effettivi dichiarati dai gestori relativi alle interruzioni del servizio

del quadro comune di livelli minimi dei servizi definiti negli anni '90 dalla normativa statale prima richiamata. In particolare, accanto a gestioni con livelli di servizio ampiamente migliorativi rispetto agli standard, emergono casi di scarsa o mancata applicazione degli standard minimi previsti. Tale situazione ha evidenziato la necessità dell'intervento regolatorio dell'Autorità, volto a rafforzare il rispetto degli standard e a ricondurli al quadro complessivo della regolazione della qualità tecnica del SII.

Acquedotto - Qualità dell'acqua erogata

La qualità dell'acqua distribuita attraverso i sistemi di acquedotto rappresenta un aspetto rilevante ai fini della valutazione della gestione del servizio idrico: il manifestarsi di problematiche inerenti la qualità dell'acqua erogata costituisce un disagio immediatamente percepibile dall'utilizzatore finale. Alcuni esempi noti di cattiva qualità dell'acqua in uscita dal rubinetto, registrati nel recente passato, riguardano da un lato gli inquinanti di origine naturale, per i quali la normativa ha previsto un abbassamento dei limiti qualitativi e per i quali l'Italia ha registrato ritardi nell'implementazione di soluzioni volte al superamento delle criticità⁵⁵; e dall'altro lato gli inquinanti di origine naturale e antropica per i quali la normativa

nazionale non fissa limiti di valutazione, ma che sono stati rilevati in concentrazioni talmente significative da richiedere l'intervento degli organi di controllo⁵⁶.

L'Autorità ha pertanto ritenuto opportuno implementare, nella disciplina sulla qualità tecnica, due strumenti finalizzati ad accelerare il miglioramento della qualità dell'acqua erogata in quelle realtà in cui questo aspetto risulta carente. È stato introdotto, tra i prerequisiti, l'obbligo di attestazione dell'adempimento agli obblighi di verifica della qualità dell'acqua distribuita. È poi stato introdotto un macro-indicatore dedicato alla valutazione delle *performance* raggiunte dai gestori in materia di qualità dell'acqua distribuita alle utenze, con lo scopo di intercettare le situazioni di cattiva gestione degli acquedotti tali da ingenerare la non conformità ai valori parametrici fissati dalla normativa⁵⁷.

Il sopra citato macro-indicatore è denominato "qualità dell'acqua erogata (M3)", e si compone di tre indicatori semplici, sulla base dei quali sono valutati:

- In primo luogo, la presenza e la magnitudo delle ordinanze di non potabilità rilevate nell'anno (mediante l'indicatore M3a, espresso in termini di utenze coinvolte e durata di ciascuna ordinanza);
- in secondo luogo, il tasso di non conformità alla normativa in materia, espresso sia in termini di numero di campioni non

⁵⁵ Il caso specifico è relativo all'arsenico e al fluoruro

⁵⁶ Si fa riferimento in questo caso al rilevamento del tallio nelle acque di alcune zone della Toscana e di sostanze perfluoroalchiliche (c.d. PFAS) in alcune zone del Veneto

⁵⁷ In Italia, il riferimento normativo in materia di acque destinate al consumo umano è il d.lgs 31/2001 come successivamente modificato e integrato.

conformi sui campioni interni effettuati (attraverso l'indicatore M3b), sia in termini di numero di parametri non conformi rispetto ai parametri analizzati (con l'applicazione dell'indicatore M3c).

Seguendo l'approccio di tipo *output based*, caratteristico dell'impianto della RQTI, il macro-indicatore individuato si pone, inoltre, in accordo con la direzione tracciata dalla Unione europea con la recente proposta di revisione della direttiva 98/83/CE⁵⁸, secondo la quale uno degli obiettivi da perseguire è il rafforzamento della fiducia dei cittadini nell'acqua loro fornita, che comporterebbe un incremento dell'utilizzo di acqua del rubinetto. Questo dovrebbe contribuire, secondo la Commissione europea, alla riduzione dei rifiuti di plastica e delle emissioni di gas a effetto serra, e avere un impatto positivo sull'attenuazione dei cambiamenti climatici e sull'ambiente nel suo complesso.

Sulla base dei dati a disposizione dell'Autorità, relativi all'anno 2015⁵⁹, criticità significative inerenti alle ordinanze di non potabilità si sono registrate prevalentemente nelle Isole, dove mediamente si sono registrati 18,1 giorni/anno per abitante con assenza di disponibilità di acqua potabile, mentre nel resto del Paese non si superano gli 0,1 giorni/anno. In merito alla conformità delle acque alle prescrizioni normative nei campioni eseguiti dai gestori, nuovamente, sono state individuate problematiche specifiche a livello locale: in particolare a fronte di valori medi nazionali di non conformità pari all'1,4% dei campioni effettuati, nelle Isole si raggiunge una percentuale di non conformità molto più elevata (4,7%).

In funzione dei valori assunti dai citati indicatori M3a, M3b e M3c, in analogia con i macro-indicatori descritti in precedenza, nella RQTI sono delineate cinque classi che individuano il posizionamento di ciascuna gestione: la classe A rappresenta la posizione in cui si collocano le gestioni caratterizzate dalle *performance* più elevate, viceversa la classe E individua la posizione in cui si collocano le gestioni con le

peggiori performance. Ad ogni classe sono associati obiettivi annuali o biennali di miglioramento, differenziati in base alle condizioni iniziali riscontrate, passando dall'obiettivo di semplice mantenimento per le gestioni più virtuose a obiettivi di riduzione delle non conformità via via crescenti (fino a un obiettivo massimo di riduzione delle ordinanze di non potabilità pari al 100% per la classe E).

Nel seguito (Fig. 5.53) è rappresentata una fotografia della distribuzione delle gestioni nelle classi sopra descritte, prendendo come riferimento i dati relativi all'anno 2015⁶⁰. Dalla figura emerge che il 33% della popolazione nazionale è servita da gestioni caratterizzate da un buon livello di conformità ai requisiti di potabilità dell'acqua, dal momento che si collocano nelle classi A e B⁶¹, mentre il restante 67% della popolazione è servita da gestori per i quali sono richiesti sforzi di miglioramento crescenti al fine di migliorare il grado di conformità ai requisiti di potabilità. È da rilevare che gli obiettivi del macro-indicatore sono stati posti in maniera particolarmente accelerata, data la particolare rilevanza per la popolazione della qualità dell'acqua erogata e, conseguentemente, dell'obiettivo di portare rapidamente tutte le gestioni verso il livello di eccellenza

Fognatura

A valle della ricognizione condotta dall'Autorità sullo stato delle infrastrutture idriche e sulle pianificazioni degli interventi predisposte ai sensi del MTI-2, oggetto delle attività propedeutiche all'implementazione della regolazione della qualità tecnica⁶², la fognatura è risultata il servizio con riferimento al quale è stato riscontrato il maggiore livello di arretratezza. Tale condizione è culminata in alcuni casi con la presenza di aree non adeguatamente servite da reti di raccolta e collettamento dei reflui, secondo quanto previsto dalla direttiva 91/271/CEE, certificata da due procedure di infrazione a livello comunitario concluse con sentenza di condanna. A tale criticità si aggiungono una significativa vetustà di reti e impianti, l'inadeguatezza fisica e dimensionale dell'infrastruttura fognaria, l'elevata infiltrazione delle cosiddette "acque

⁵⁸ Concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano e recepita in Italia dal d.lgs 31/2001 e s.m.i.

⁵⁹ Dati forniti in risposta alla determina n.5/2016 avente ad oggetto la raccolta dei dati di efficienza e qualità del servizio idrico integrato.

⁶⁰ Analisi con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari al 60%.

⁶¹ In questa prima analisi si è preferito adottare un criterio di suddivisione in classi leggermente più lasco di quanto prescritto in delibera, accorpando in un'unica classe, denominata "A/B", tutte le gestioni caratterizzate da assenza di ordinanze di potabilità e numerosità di campioni non conformi estremamente bassa, dal momento che i dati che concorrono alla determinazione dell'indicatore M3c per l'anno 2015 sono risultati non del tutto completi.

⁶² Cfr. in particolare i documenti di consultazione del 27 luglio 2017 (DCO 562/2017/R/idr) e del 10 novembre del 2017 (DCO 748/2017/R/idr).

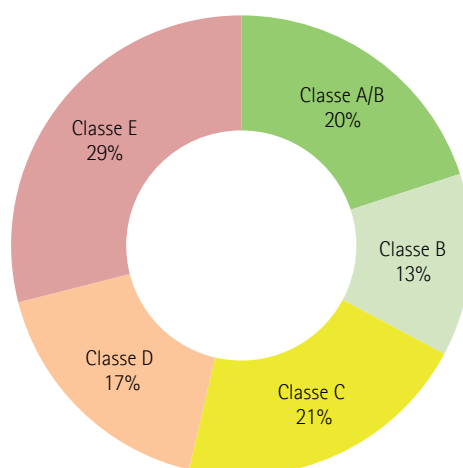


FIG. 5.53

Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

parassite" e la frequenza degli allagamenti, con impatti negativi sia sull'ambiente in termini di inquinamento dei corpi idrici recettori, sia sull'utenza in termini di disagio e pericolo generati da fenomeni di allagamento e sversamento nelle aree urbanizzate.

Con l'obiettivo di dare ulteriore impulso al superamento delle problematiche di tutela ambientale e dell'utenza sopra descritte, l'Autorità, all'interno del proprio modello di regolazione della qualità tecnica, ha introdotto uno specifico prerequisito di accesso al meccanismo premiale, avente a oggetto la conformità delle gestioni alla normativa sulla gestione delle acque reflue⁶³ e finalizzato a identificare le criticità del sistema fognario-depurativo che devono essere risolte in un arco di tempo predeterminato, anche con interventi infrastrutturali. Successivamente e per minimizzare l'impatto associato al convogliamento delle acque reflue, l'Autorità ha individuato un indicatore integrato, riguardante l'adeguatezza del sistema fognario (M4). Tenendo conto dell'eterogeneità delle tipologie di fognatura esistenti nel territorio nazionale, esso intercetta da un lato il fenomeno degli allagamenti e degli sversamenti da fognatura e, dall'altro, rileva anche l'adeguatezza impiantistica e di funzionamento degli scaricatori di piena, al fine di prevenire i fenomeni di inquinamento della risorsa idrica, con questo ampliando la definizione normativa di adeguatezza e introducendo elementi riguardanti l'adeguatezza effettiva degli scaricatori ai fini del raggiungimento dell'obiettivo prefissato. L'indicatore così strutturato, a partire dal posizionamento

del gestore in una determinata classe, prevede il raggiungimento di obiettivi annuali di mantenimento o miglioramento in termini di:

- riduzione del numero di allagamenti e/o sversamenti da fognatura rilevati ogni 100 km di rete (indicatore M4a) ;
- riduzione percentuale del numero di scaricatori di piena non adeguati alla normativa vigente (indicatore M4b);
- riduzione percentuale del numero di scaricatori che all'anno "a" non sono stati oggetto di ispezione da parte del gestore o non sono dotati di sistemi di rilevamento automatico dell'attivazione (indicatore M4c).

Nella figura 5.54 è rappresentata la situazione a livello nazionale della distribuzione nelle varie classi con riferimento all'anno 2015⁶⁴. Da essa si evince che circa i due terzi della popolazione nazionale sono serviti a da gestioni per le quali si configura la necessità di interventi per il miglioramento dell'adeguatezza del sistema fognario, la maggior parte delle quali si colloca in classe E, che richiede il maggiore sforzo di adeguamento. Solo un terzo della popolazione è servita invece da gestori che hanno conseguito uno stato di efficienza del proprio servizio di fognatura. È altresì interessante notare come, simulando l'effetto a 5 anni dell'applicazione degli obiettivi di qualità tecnica, gli utenti serviti da gestori in classe A per il macro-indicatore M4 aumenterebbero a poco meno del 50%.

⁶³ Si fa riferimento in particolare alla presenza di agglomerati oggetto delle condanne della Corte di Giustizia Europea – pronunciate il 19 luglio 2012 (causa C-565/10) e il 10 aprile 2014 (causa C-85/2013) o successive – e non dichiarati conformi alla direttiva 91/271/CE, alla data del 31 dicembre di ciascun anno (a-1) (Cfr. art. 22 RQTI).

⁶⁴ Trattasi di dati forniti in risposta alla determina n.5/2016 avente ad oggetto la raccolta dei dati di efficienza e qualità del servizio idrico integrato. Analisi con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari al 32%.

Depurazione

Anche per il settore della depurazione, in assenza di percezione diretta da parte dell'utenza, l'Autorità ha confermato l'approccio *output based* di natura prettamente ambientale, inteso in termini migliorativi rispetto alla puntuale verifica di conformità agli obblighi (stabiliti dalla direttiva 91/271/CEE) e come criterio guida per la selezione dei due macro-indicatori di regolazione della qualità tecnica: M5, smaltimento fanghi in discarica; M6, qualità dell'acqua depurata. La tutela dell'ambiente per il servizio di depurazione è infatti compiutamente rappresentata dall'impatto correlato ai due principali *output* del processo depurativo, in termini di qualità e gestione ottimale degli effluenti degli impianti e dei fanghi residui del processo di trattamento. Tra l'altro, con la comunicazione COM(2017)749, la Commissione europea, nel valutare positivamente il miglioramento graduale della qualità delle acque europee conseguito tramite l'attuazione della direttiva 91/271/CEE, ha evidenziato, tra le principali ulteriori sfide da promuovere, proprio:

- il conseguimento di un'adeguata qualità dell'acqua depurata, funzionale anche a incrementare il riutilizzo delle acque reflue in caso di scarsità idrica, attraverso il rinnovo e ammodernamento delle infrastrutture;

- il miglioramento della qualità e del recupero dei fanghi di depurazione (58% recupero, 27% incenerimento, a fronte dell'11% di smaltimento in discarica e altro).

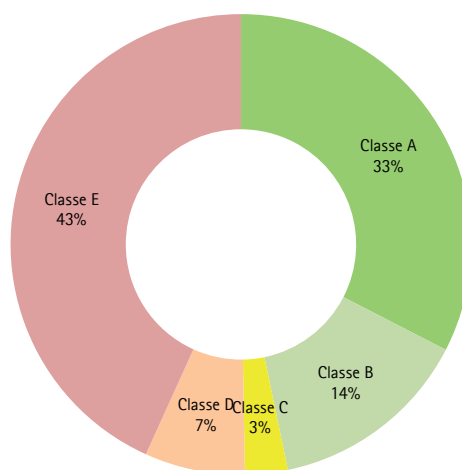
Analogamente all'approccio adottato per gli altri macro-indicatori, ai due macro-indicatori M5 e M6 sono associati gli obiettivi di miglioramento (o mantenimento) che i gestori devono conseguire annualmente, sulla base di *target* differenziati rispetto ai livelli di partenza. Questi ultimi sono individuati a partire dalle evidenze delle elaborazioni svolte dall'Autorità sulle grandezze tecniche comunicate dai gestori/Enti di governo dell'ambito nelle precedenti raccolte dei "Dati efficienza e qualità del SII", nonché dalla ricognizione sulle effettive criticità rilevate nel territorio di competenza alla base della predisposizione dei Programmi degli Interventi. Tutto questo assumendo che maggiori sforzi siano richiesti alle gestioni più arretrate, al fine di ricondurle a regime ai livelli di maturità ed efficienza delle esperienze più avanzate (cui sono applicati obiettivi di mantenimento), attenuando gradualmente le forti disparità territoriali.

Depurazione – Smaltimento fanghi in discarica

Per quanto riguarda i fanghi residui di depurazione, classificati come rifiuti speciali ai sensi dell'art. 184, comma 3, lett. g) del

FIG. 5.54

Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i, gli obiettivi associati al macro-indicatore M5⁶⁵, introdotti dalla RQTI, perseguono lo scopo di incoraggiare tutte le modalità alternative di recupero delle sostanze nutritive e/o del contenuto energetico dei fanghi. Tale sforzo di valorizzazione dei fanghi come risorsa è del tutto coerente con l'ordine di priorità tra le differenti opzioni per il trattamento dei rifiuti prefigurato dalla direttiva 2008/98/CE. Quest'ultima tende a scoraggiare il ricorso allo smaltimento in discarica (relegandolo a casi specifici e residuali) quanto più è elevato il contenuto di sostanza organica dei fanghi (con pernicioso produzione di biogas e di percolato), perseguendo contestualmente il raggiungimento del *target* 6.3 dell'Obiettivo 6 dell'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile.⁶⁶ Il percorso delineato dall'Autorità con l'introduzione del macro-indicatore M5, e degli obiettivi ad esso sottesi, si è rivelato fra l'altro del tutto in linea con la più recente definitiva approvazione da parte del Parlamento europeo (18 aprile 2018) delle quattro direttive costituenti il c.d. Pacchetto economia circolare, che prefigura un processo di graduale rinuncia dell'opzione di smaltimento in discarica.

L'articolazione delle classi per il macro-indicatore M5, e in particolare il valore soglia della classe di eccellenza, posta al 15%, è stata individuata, sulla base dei dati comunicati dai gestori⁶⁷, in modo da perseguire in cinque anni una riduzione a livello nazionale dello smaltimento in discarica dal valore medio attuale, riferito al 2015, di poco inferiore al 22% (Fig. 5.55) a un valore target maggiormente in linea con il valore medio europeo (11%). In realtà, dall'elaborazione dei dati raccolti dall'Autorità presso i gestori, risulta comunque che il 59% del campione rientrerebbe già nella classe di eccellenza (Fig. 5.56).

Tuttavia, dal momento che le attuali prestazioni dei gestori (Fig. 5.55) potrebbero riflettere anche variabili di contesto e riflettere scelte di programmazione lungimiranti adottate a

livello regionale e/o locale, già finalizzate a scoraggiare lo smaltimento in discarica, l'Autorità ha affinato i criteri d'osservazione. Rafforzando l'approccio *technologically neutral* della regolazione economica, ha stabilito che l'obiettivo di miglioramento non operi sul macro-indicatore medesimo (percentuale di smaltimento in discarica), bensì agisca in termini di riduzione della grandezza "massa del fango tal quale complessivamente smaltita in discarica" direttamente correlata al solo numeratore del macro-indicatore M5. Tale impostazione consente ai gestori di calibrare il raggiungimento dell'obiettivo potendo valutare una pluralità di strategie e interventi correlati, selezionando quelli effettivamente attuabili o maggiormente appropriati allo specifico contesto territoriale e di dotazione impiantistica. Basti pensare all'adozione di soluzioni tecnologiche per ridurre la quantità di fanghi prodotti, piuttosto che a modalità di gestione utili a massimizzare i livelli di riciclo/recupero delle sostanze nutritive.

Depurazione - Qualità dell'acqua depurata

Con riferimento al macro-indicatore M6⁶⁸, volto a orientare e valorizzare interventi per incrementare la qualità del refluo depurato e concorrere al miglioramento dello stato di qualità complessivo dei corpi idrici e dell'ambiente in generale, l'Autorità si è indirizzata verso la promozione di una sempre migliore qualità delle acque rilasciate all'ambiente, al di là degli specifici obblighi imposti dalla normativa in materia.

La conformità alla direttiva 91/271/CEE, infatti, è già pienamente colta dal prerequisito individuato nella RQTI, richiamato a proposito dell'adeguatezza del sistema fognario e relativo alla presenza di agglomerati - oggetto delle condanne della Corte di Giustizia Europea - pronunciate il 19 luglio 2012 (causa C-565/10) e il 10 aprile 2014 (causa C-85/13) in materia di raccolta, trattamento e

⁶⁵ M5 è definito come rapporto percentuale tra la quota di fanghi di depurazione misurata in sostanza secca complessivamente smaltita in discarica e la quantità di fanghi di depurazione misurata in sostanza secca complessivamente prodotta negli impianti di depurazione.

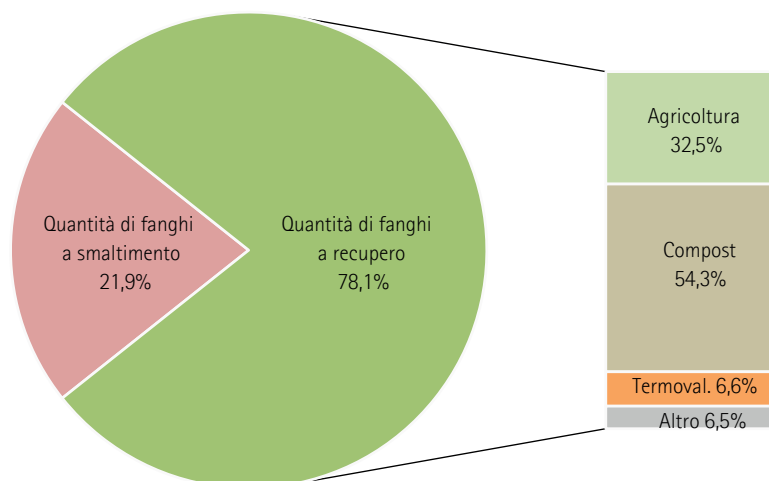
⁶⁶ L'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile è un programma d'azione sottoscritto nel settembre 2015 dai governi dei 193 Paesi membri dell'ONU, tra cui l'Italia, volto a conseguire, entro il 2030, 17 Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (*Sustainable Development Goals, SDGs*) e articolato in 169 target. Nello specifico, l'Obiettivo 6, prefiggendosi di "Garantire a tutti la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e delle strutture igienico-sanitarie", prevede, nell'ambito del target 6.3, di "Migliorare entro il 2030 la qualità dell'acqua eliminando le discariche, riducendo l'inquinamento e il rilascio di prodotti chimici e scorie pericolose, dimezzando la quantità di acque reflue non trattate e aumentando considerevolmente il riciclaggio e il reimpiego sicuro a livello globale".

⁶⁷ Analisi con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari al 65%.

⁶⁸ Il macro-indicatore M6 è definito come tasso percentuale di campioni caratterizzati dal superamento di uno o più limiti di emissione in termini di concentrazione dei parametri inquinanti delle tabelle 1 e 2, sul totale dei campionamenti effettuati, ai sensi dell'Allegato 5 alla parte III del d.lgs. 152/2006 e s.m.i., sull'acqua reflua scaricata da tutti gli impianti di depurazione di dimensione superiore ai 2.000 A.E. o 10.000 A.E., se recapitanti in acque costiere.

FIG. 5.55

Destinazione dei fanghi di depurazione



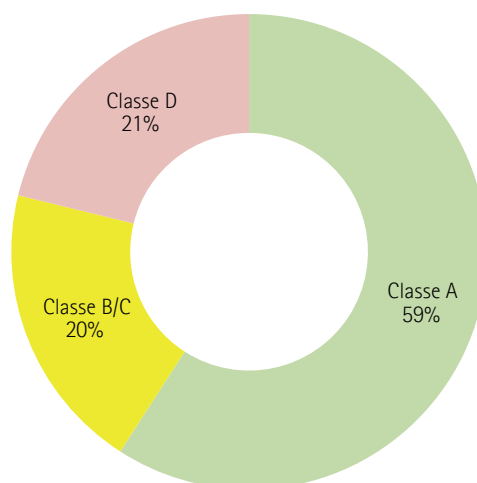
Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

scarico delle acque reflue – non ancora dichiarati conformi e privi dei requisiti per accedere al meccanismo incentivante. L'opportunità di incoraggiare il settore depurativo verso una maggiore tutela ambientale, tuttavia, trova giustificazione nella condizione ancora insoddisfacente (Fig. 5.57) del tasso di non

conformità degli impianti⁶⁹ come comunicato dai soggetti gestori per l'anno 2015⁷⁰, mentre appare del tutto coerente con il sistema di obiettivi individuati dalla Strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile⁷¹ pubblicata il 15 maggio 2018 in Gazzetta ufficiale⁷².

FIG. 5.56

Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

⁶⁹ L'individuazione delle non conformità si riferisce ai risultati ufficiali e alle analisi condotte dagli organi competenti al controllo ai sensi dell'allegato V alla parte III del D.Lgs 152/2006, come comunicato dai soggetti competenti e indicato nel Manuale d'uso per la raccolta "Dati efficienza e qualità SII" allegato alla determina 6 dicembre 2016, n. 5/2016-DSID.

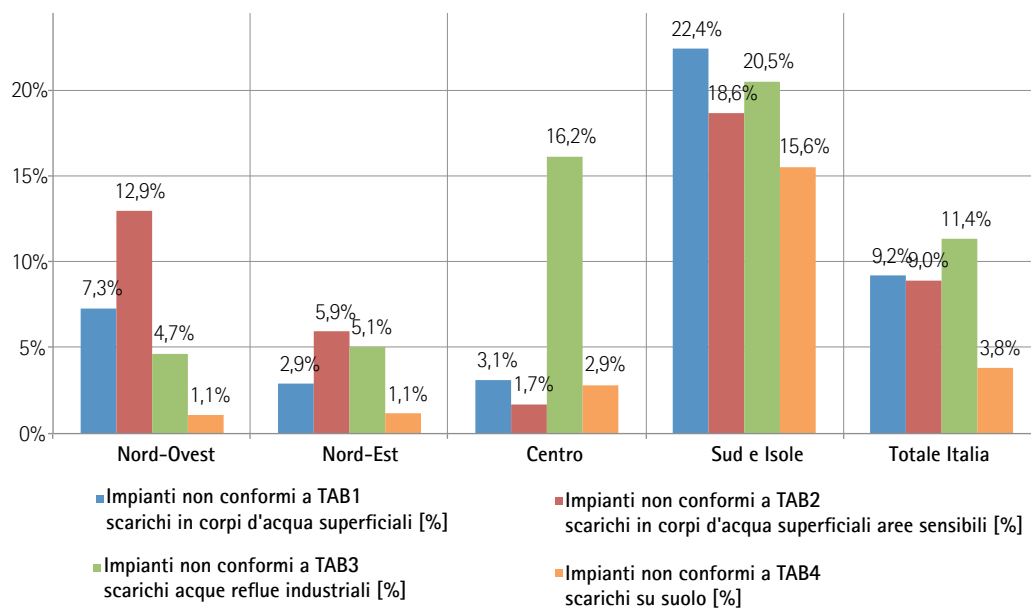
⁷⁰ Analisi con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari al 78%.

⁷¹ Con riferimento all'Area "Pianeta" in cui si articola la Strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile, si rimanda opportunamente agli obiettivi: 3 Minimizzare i carichi inquinanti nei suoli, nei corpi idrici e nelle falde acquifere, tenendo in considerazione i livelli di buono stato ecologico dei sistemi naturali; 4 Attuare la gestione integrata delle risorse idriche a tutti i livelli di pianificazione; 5 Massimizzare l'efficienza idrica e adeguare i prelievi alla scarsità d'acqua.

⁷² Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Serie generale, n. 111 del 15 maggio 2018.

FIG. 5.57

Tasso di non conformità per impianti superiori ai 2.000 A.E. tenuti al rispetto delle tabelle di cui all'allegato 5, parte terza del Dlgs 152/2006 e s.m.i



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

**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

Allea S.r.l.

Impaginazione

Pomilio Blumm S.r.l.



